



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학박사학위논문

생산자료 통합을 통한 가스-컨덴세이트
저류층 시뮬레이션 모델 개발에 관한
연구

Development of An Integrated Simulation Model
for Gas-Condensate Reservoirs with Static and
Dynamic Data

2017년 2월

서울대학교 대학원

자원공학과

정 창 석

초 록

본 논문은 다층 구조의 저류층을 층별로 천공하여 동시 생산하는 가스-컨덴세이트 저류층에서, 탐사 및 시추 등 정적 자료와 생산 중 취득한 동적 자료를 동시에 활용한 전산 모델을 개발하고자 한다.

대상 가스전의 현장 여건상 생산정별 생산량을 직접적으로 측정할 수 없다. 따라서 주기적으로 측정된 IPR(Inflow Performance Relationship) 곡선과 시간에 따른 IPR 변화양상으로 생산량을 산출하였다. 또한 이렇게 산출된 생산량을 다시, 정두/정저 압력자료 및 생산검층 자료를 활용하여 저류층별로 산출하였다.

원시가스부존량은 모델 개발 초기단계에서부터 물질평형법으로 계산된 수치와 시뮬레이션 지질모델에 의한 산출치를 비교 및 검증하여 정적 모델과 측정된 동적자료 간의 일관성을 확인하였다.

다수 저류층에서 동시에 생산하는 경우, 각 저류층간의 물성 차이로 인해 교차유동이 발생하여 생산정 하부에 액체 기둥(liquid column)이 축적될 수 있다. 이 현상은 일반적 상용시뮬레이터에서는 잘 묘사할 수 없으므로, 생산량과 정저 압력의 변화 양상을 분석하여 OLGA를 통해 액체 축적현상을 도식적으로 확인하였다. 확인된 층간 현상을 본 시뮬레이션시 각 저류층의 생산성 인자로 인위적으로 제어하여 이를 해결할 수 있었다.

개발된 모델을 운용한 결과, 대상 가스전은 당초 계획 보다 약 2년 조기에 가압기를 가동해야 했고 생산 감쇄기는 예상보다 약 4~5년 앞당겨 시작될 것으로 판단된다. 이 모델은 가스전 개발 또는 생산의 변화되는 상황에 부합되게 쉽게 개선 적용이 가능하며, 향후 취득될 새로운 자

료를 사용하여 계속적으로 업데이트할 수 있을 것이다. 따라서 가스전의 운영의 사업 추진 전략 및 주요 의사 결정 도구로써 활용되기를 기대한다.

주요어 : 전산 모델, 다층 구조, 가스-컨덴세이트 저류층, 자료 통합, IPR 곡선

학번 : 91411-810

목 차

초록	i
목차	iii
List of Tables	v
List of Figures	vi
1. 서론	1
2. 대상 가스전 개요	6
2.1. 대상 가스전 운영이력	6
2.2. 생산정 내역	12
2.3. 자료 취득현황	16
3. 저류층 거동	37
3.1. 저류층 및 생산정 운영	37
3.2. 저류층 거동 입력	39
4. 시뮬레이션 모델 수립	65

4.1. 지질 모델	65
4.2. 저류층 거동 해석	76
4.3. 히스토리 매칭 결과	78
4.4. 시뮬레이션 모델 활용 및 불확실성	85
5. 결론	88
 Nomenclature	 90
참고 문헌	91
Appendix A 유체 샘플 PVT 분석 결과	95
Appendix B 생산검층 자료	118
Abstract	128

List of Tables

Table 2.1	Production zones and the dates of production commenced	9
Table 2.2	Well performance before and after perforation in 2010	11
Table 2.3	Summary of drilling and test results	15
Table 2.4	Location of gauges measuring pressure and temperature	19
Table 2.5	4-points test results	26
Table 2.6	The results of pressure transient analysis	30
Table 2.7	Reservoir fluid properties	31
Table 2.8	PLT results for well I-1P	32
Table 2.9	PLT results for well I-2P	33
Table 2.10	PLT results for well I-3P	34
Table 2.11	PLT results for well I-4P	35
Table 3.1	History of drilling and perforations	38
Table 4-1	Applied methodologies for reservoir property modeling	69
Table 4.2	PLT results for zonal distribution in well I-1P and I-3P	75
Table A.1	Recombined reservoir fluid compositions for I-1P	95
Table A.2	Recombined reservoir fluid compositions for I-2P	96
Table A.3	Recombined reservoir fluid compositions for I-5P	96
Table A.4	Recombined reservoir fluid compositions for II-1P	97

List of Figures

Figure 1.1	Schematics of flow chart in this study	4
Figure 2.1	Well location map (on the top of N/O reservoir)	7
Figure 2.2	Overview of surface production system	8
Figure 2.3	Overview of multi-reservoir system	9
Figure 2.4	Diagram of gas process system from wells to export pipeline	17
Figure 2.5	Diagram of condensate process system from separator to FSO	18
Figure 2.6	Overview of gas and condensate measuring system, and measuring points	18
Figure 2.7	Diagram of separators	21
Figure 2.8	The historical results of production capacity test of well I-1P	21
Figure 2.9	The historical results of production capacity test of well I-2P	22
Figure 2.10	The historical results of production capacity test of well I-3P	22
Figure 2.11	The historical results of production capacity test of well I-4P	23
Figure 2.12	The historical results of production capacity test of well I-5P	23
Figure 2.13	The historical results of production capacity test of well II-1P	24
Figure 2.14	IPR changes by pressure depletion	26
Figure 2.15	Change of IPR curves based on 4-point test of well I-3P	27
Figure 2.16	Change of IPR curves based on 4-point test of well I-4P	27

Figure 2.17 Change of IPR curves based on 4-point test of well I-5P	28
Figure 2.18 Change of IPR curves based on 4-point test of well II-1P ...	28
Figure 2.19 An example of PLT onsite result of well I-1P in the flowing regime 50 mmscfd (Halliburton, 2009)	36
Figure 3.1 The History of field production	37
Figure 3.2 Apparent reservoir behavior of transient and boundary-dominant flow of well I-2P	42
Figure 3.3 Back-allocation in transient flow regime	44
Figure 3.4 Production capacity trend in full choke condition	47
Figure 3.5 Choke characteristic curve provided by manufacture	47
Figure 3.6 Allocated production rate of well I-1P	48
Figure 3.7 Allocated production rate of well I-2P	48
Figure 3.8 Allocated production rate of well I-3P	49
Figure 3.9 Allocated production rate of well I-4P	49
Figure 3.10 Allocated production rate of well I-5P	50
Figure 3.11 Allocated production rate of well II-1P	50
Figure 3.12 CGR history of well I-1P	54
Figure 3.13 CGR history of well I-2P	54
Figure 3.14 CGR history of well I-3P	55
Figure 3.15 CGR history of well I-4P	55

Figure 3.16	CGR history of well I-5P	56
Figure 3.17	CGR history of well II-1P	56
Figure 3.18	Timeline of perforation and OLGA analysis on well II-1P	58
Figure 3.19	Production and BHP behaviors of well II-1P with perforations	58
Figure 3.20	Liquid column in wellbore after perforation of zone D5/D4/D3, described by OLGA at the time of A point in Fig. 3.18	60
Figure 3.21	Liquid column in wellbore before perforation of zone D1, described by OLGA at the time of B point in Fig. 3.18	61
Figure 3.22	Liquid column in wellbore after perforation of zone D1, described by OLGA at the time of C point in Fig. 3.18	62
Figure 3.23	Liquid column in wellbore before perforation of zone C1, described by OLGA at the time of D point in Fig. 3.18	63
Figure 3.24	Liquid column in wellbore after perforation of zone C1, described by OLGA at the time of E point in Fig. 3.18	63
Figure 3.25	Liquid column in wellbore before perforation of zone C2, described by OLGA at the time of F point in Fig. 3.18	64
Figure 4.1	Effect of GIIP on the history matching process	65
Figure 4.2	Diagrams of Monte-Carlo simulation and geological model	66
Figure 4.3	GIIP category by reservoir structure, officially recognised by the government authority	68

Figure 4.4	Schematic diagram of well I-5P	72
Figure 4.5	Production history of well I-5P showing BHP behavior during shut-in period due to operation problem	73
Figure 4.6	GIIP comparison between geological model and material balance for S2 zone	73
Figure 4.7	GIIP comparison between geological model and material balance for O zone	75
Figure 4.8	Conceptual diagram of condensate banking in reservoir due to pressure depletion	76
Figure 4.9	MDT matching results of well I-3P and I-4P	79
Figure 4.10	MDT matching results of well I-5P and II-1P	80
Figure 4.11	Matching results of FBHP of well I-1P	81
Figure 4.12	Matching results of FBHP of well I-5P	82
Figure 4.13	Matching results of FBHP of well II-1P	82
Figure 4.14	Matching results of FWHP of well I-1P	83
Figure 4.15	Matching results of FWHP of well I-3P	83
Figure 4.16	Matching results of FWHP of well I-5P	84
Figure 4.17	Matching results of FWHP of well II-1P	84
Figure 4.18	Field production forecast with three scenarios	85
Figure A.1	Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-1P	98

Figure A.2 Comparison of vapor density of CCE calculation for I-1P	98
Figure A.3 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-1P	99
Figure A.4 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-1P ..	99
Figure A.5 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-1P	100
Figure A.6 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-1P ..	100
Figure A.7 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for I-1P	101
Figure A.8 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-1P	101
Figure A.9 Comparison of moles Recovery of CVD calculation for I-1P	102
Figure A.10 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-1P	102
Figure A.11 P-T phase diagram of simulation fluid for I-1P	103
Figure A.12 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-2P	103
Figure A.13 Comparison of vapor density of CCE calculation for I-2P .	104
Figure A.14 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-2P	104
Figure A.15 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-2P	105
Figure A.16 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-2P	105
Figure A.17 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-2P	106
Figure A.18 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for I-2P	106
Figure A.19 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-2P	107
Figure A.20 Comparison of mole recovery of CVD calculation for I-2P .	107
Figure A.21 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-2P	108

Figure A.22 P-T phase diagram of simulation fluid for I-2P	108
Figure A.23 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-5P	109
Figure A.24 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-5P	109
Figure A.25 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-5P	110
Figure A.26 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-5P	110
Figure A.27 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-5P	111
Figure A.28 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-5P	111
Figure A.29 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-5P	112
Figure A.30 P-T phase diagram of simulation fluid for I-5P	112
Figure A.31 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for II-1P	113
Figure A.32 Comparison of vapor density of CCE calculation for II-1P	113
Figure A.33 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for II-1P	114
Figure A.34 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for II-1P	114
Figure A.35 Comparison of relative volume of CCE calculation for II-1P	115
Figure A.36 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for II-1P	115
Figure A.37 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for II-1P	116
Figure A.38 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for II-1P	116
Figure A.39 P-T phase diagram of simulation fluid for II-1P	117
Figure B.1 PLT results of I-1P in the flowing regime 30 mmscfd	119
Figure B.2 PLT results of I-1P in the flowing regime 20 mmscfd	120

Figure B.3	PLT results of I-1P in the flowing regime 10 mmscfd	121
Figure B.4	PLT results of I-2P in the flowing regime 18 mmscfd	122
Figure B.5	PLT results of I-2P in the flowing regime 10 mmscfd	123
Figure B.6	PLT results of I-3P in the flowing regime 25 mmscfd	124
Figure B.7	PLT results of I-3P in the flowing regime 15 mmscfd	125
Figure B.8	PLT results of I-4P in the flowing regime 35 mmscfd	126
Figure B.9	PLT results of I-4P in the flowing regime 25 mmscfd	127

1. 서론

저류층 시뮬레이션에 있어 가장 중요한 요소 중 하나는 입력 변수의 정확성과 신뢰도에 있다. 특히 생산이 진행됨에 따라 축적된 동적 자료(dynamic data)와의 통합을 통하여 그 신뢰도를 더욱 높일 수 있다.

전통적인 지구통계학에서의 공간적 상관관계에 기반한 저류층 변수(population) 생성 기법이 발달하면서, 이들의 활용 및 검증의 필요성이 강조되어 왔고, 그에 따라 자료 통합(data integration)에 대한 중요성이 많이 부각되어 왔다(최종근, 2013). 1990년대 이후, 히스토리 매칭을 역산 문제(inverse problem)로 설정하여 저류층 인자들의 공간적 분포를 도출하는 저류층 특성화에 대한 연구들이 수행되어 왔다(Oliver, 1994; Vasco 등, 1997). Landa와 Horne(1997)은 역산 문제를 통해 유체투과율과 공극률 분포 예측을 수행하여 정적 자료(static data)와 동적 자료를 모두 활용하는 예를 보여주었고, 이 과정에서 4D 탄성과 탐사자료까지 활용함으로써 역산문제의 범용성을 확인하였다.

이후, 공간변수를 생성하는 기법들을 바탕으로 공간변수의 분포를 효과적으로 구현할 수 있는 최적화 기법들에 대한 방법들이 연구되어 왔다. Jeong 등(2010)은 기존 최적화 기법들의 장점들을 보완하여 제한적인 정적자료와 생산 자료를 이용하여 저류층 인자의 초기분포를 구현하였고, Lee 등(2013)은 앙상블칼만필터를 개선하여 제한된 생산 자료로부터 저류층 내부 미지의 채널 존재를 구현하는 방법을 제시하였다. 이들 연구들은 저류층 인자들의 초기 분포 구현 및 불확실성 추정에 매우 효과적이다.

하지만, 산업계에서 실제로 사용하고 있는 저류층 시뮬레이션 및

히스토리 매칭에서는 저류층 변수의 초기 공간분포보다 시간에 따른 저류층 및 생산정내 거동 해석에 더 비중을 두고 있다(홍창우 등, 2016). 효과적인 운영계획 수립을 위해서, 대상 가스전의 고유 특성에 대해 다양한 자료들의 해석 및 검증이 매우 중요하다. Sydora(1999)은 캐나다 북대서양 해상 Hibernia 유전에서의 저류층 관리와 모니터링에 여러 자료를 통합적으로 사용한 예를 보여주었다. 지구물리자료, 지질자료, 생산자료 및 시설자료들의 통합적 해석을 바탕으로 물질평형법(material balance method)과 저류층 시뮬레이션을 통해 저류층 거동을 예측하는 방법을 제시하였다. 동 연구 당시 Hibernia 유전은 매장량이 30억 배럴, 누적 생산량이 615백만 배럴, 일일 생산량은 135,000 배럴을 보이는 대규모 유전으로서 거의 모든 생산정에 정저계기(down-hole gauges) 및 유량계(flow meters)가 설치되어 있었다. 이러한 계기들에 장착된 약 30,000 개의 감지장치(sensors)를 통해 실시간으로 생산 자료가 축적되었다.

저류층 시뮬레이션 중요 입력 변수 중 하나는 생산량 자료이다. 액상의 유체를 생산하는 유전의 경우에는 상대적으로 용이하게 생산량을 측정 또는 산출할 수 있으나(Cramer 등, 2009) 가스전, 특히 소규모 유/가스전의 경우에는 일반적으로 이러한 체계가 갖추어져 있지 않다. 보다 정확한 계측을 위해서 설비 투자가 필요하나 소규모 가스전에서는 그 경제성을 충족하기가 쉽지 않다. Lorentzen 등(2014)은 생산성 시험(well test) 이론에 근거한 천이유동 모델(transient well-flow modeling)을 통한 간접적 자료로부터 생산량을 산출하였다. 이러한 과정을 역할당(back allocation)이라 한다. 저류층의 물성이 다른 여러 개의 다층이고 다중 천공에 의한 동시 생산 시(multi-commingled production), 여러 방법을 통해 산출된 생산정별 생산량을 다시 저류층별로 분배하는 것은 더욱 어렵고 오차가 증가하여 그 결과에 대하여 신뢰성을 가지기 힘들다.

가스전의 생산이 진행됨에 따라 저류층의 압력이 점차 감소한다. 이 압력이 이슬점 압력(dew point pressure) 이하로 떨어질 경우 생산정 인근 저류층에서 컨덴세이트가 생성되어 가스의 유동을 방해함으로써 생산성이 급격히 감소하는 컨덴세이트 बैं킹(condensate banking) 현상이 흔히 발생한다. Afidick 등(1994)은 인도네시아 Arun 가스전을 대상으로 컨덴세이트 बैं킹이 발생하는 조건 및 그 영향에 대하여 연구하였다. 동 가스전의 초기 저류층 압력은 약 7,100 psia이며 이슬점 압력은 4,400 psia로 분석되었다. 생산 개시 후 약 10년이 지난 시점에 일부 생산정에서 단기간에 50% 이상의 급격한 생산성 감소 현상을 보였다.

본 연구 대상 가스전은 다층 구조의 저류층으로부터 약 5년 정도 생산을 수행해오고 있다. 각 생산정은 여러 저류층들을 공유하고 있으며 가스 및 컨덴세이트를 생산하고 있다. 저류층은 얇고 복잡하여 향후 생산 거동 추이에 따라 추가 생산정 시추 및 추가 천공 그리고 가압기를 설치/운영할 계획으로 개발이 진행되고 있다. 또한 저류층 압력이 이슬점 압력 이하로 떨어져 지하 저류층 내에서는 컨덴세이트 बैं킹도 발생하고 있을 것이라 의심되고 있다.

생산이 어느 정도 진행되어 개발 초기에 산정된 매장량과 생산 계획 등이 경제적/기술적/운영적 환경 변화로 수정이 불가피하며 추가 개발계획 수립을 위해서도 저류층에 대한 보다 정확한 이해가 필요하다. 그러나 대상 가스전은 복잡한 다층 구조의 생산 방식에도 불구하고 생산정별 계측장비가 구비되어 있지 않아 생산 거동에 대한 정밀한 이해와 분석이 부족한 상황이다. 따라서 현실성 있는 관리 및 생산 계획을 수립하기 어려우며 각종 현장 작업에서는 예기치 못한 상황들이 발생한다. 이상의 문제들은 현장 여건상 직접적인 모니터링을 항시 수행하며 해결할 수 없으므로, 다른 관측 자료를 활용하여 간접적으로 예측 및 산출할 수밖에

없다.

이 연구에서는 다층 가스전의 정적 자료와 동적 자료의 통합적 해석을 통해 시뮬레이션 모델 입력 자료의 신뢰도를 제고하는 방법을 제시한다. 즉, IPR 곡선 및 생산검층 자료를 이용하여 생산정 및 각 저류층의 생산량을 산출하는 기법을 제시한다. 생산이 진행됨에 따라 변하는 압력 자료를 이용한 물질수지법으로 계산된 원시부존량과 지질 모델의 비교검증을 통해 원시부존량 예측의 신뢰도를 제고한다. 또한 저류층 시뮬레이터에서 묘사하기 어려운 다중 천공 생산으로 나타나는 정저의 액체기동 축적 현상을 해석하여, 입력 변수로 제어하는 등 자료 통합을 통해 대상 가스전 저류층을 잘 묘사할 수 있는 시뮬레이션 모델을 개발한다. 나아가 이 모델의 운용을 통해 향후 생산 거동을 예상하고자 한다. Fig. 1.1은 본 논문의 방법론을 모식적으로 나타내고 있다.

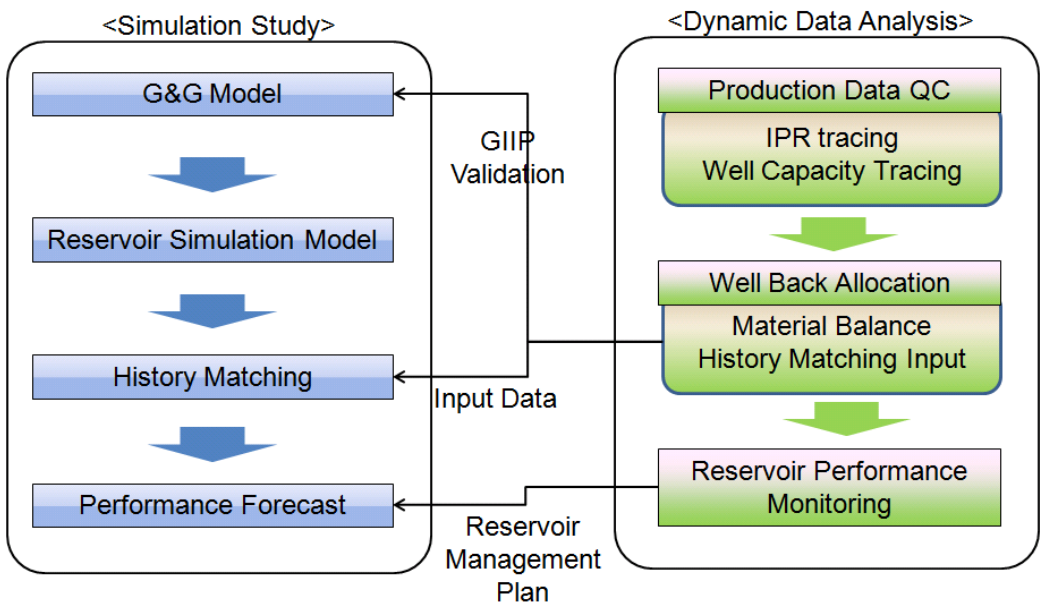


Fig. 1.1 Schematics of flow chart in this study

본 논문의 2장에서는 대상 가스전의 개요 및 자료취득 현황, 3장에서는 상기 언급한 이슈들 분석 내용에 대해 설명한다. 이에 대한 시뮬레이션 모델 개발 및 활용에 대해 4장에서 설명하고, 5장에서 결론을 언급하고자 한다.

2. 대상 가스전 개요

2.1. 대상 가스전 운영이력

연구 대상 가스전은 2006년 생산 개시한 가스전으로서 두 개의 생산 구조(I 구조와 II 구조)에서 약 5년간 생산을 지속해왔다. I과 II 구조는 서로 인접한 분리된 구조로, 탐사시추 결과 I 구조에서는 H, J, M1, M2, N/O, P1, S1, S2의 8개 저류층, II 구조에서는 C1, C2, D1, D3, D4, D5, E1, F1, H, J, N/O, P1, S1, S2의 14개 저류층에 가스-컨덴세이트가 집적되어 있다.

분석 시점 기준 I 구조에서 생산정 5개 (I-1P, 2P, 3P, 4P, 5P) 그리고 II 구조에서는 생산정 1개 (II-1P)를 통해, 십여 개의 저류층에서 가스와 컨덴세이트를 생산하고 있으며 누적 생산량은 가스 기준 원시부존량의 19.9%를 기록하고 있다. 안정적인 가스공급을 위해 생산능력을 항상 가스공급 계약상의 일일최대요구량(maximum daily contract quantity, MDCQ) 이상으로 유지하고 있어야 한다. Fig. 2.1에 대상 가스전의 탐사정 및 생산정 위치를 나타내었고 Fig. 2.2과 Fig. 2.3는 해상 생산설비와 생산정과 각 저류층의 관계를 개략적으로 보여주고 있다. I 구조가 II 구조에 비하여 저류층 물성이 양호하여 주로 I 구조에서 생산하며 계절적 수요 변화에 따라 II 구조에서의 생산량을 조절하고 있다. 또한 II 구조에는 저류층 하부에 대수층이 인접하고 있는 것으로 분석되어서 과도한 생산시 또는 생산 기간이 경과함에 따라 지층수 생산 가능성이 대두되고 있다.

본 가스전에서는 자본투자비의 효과적인 운영을 위해 가압기(booster compressor)를 개발단계에 설치하지 않고 일정기간 생산이 진행된 단계에

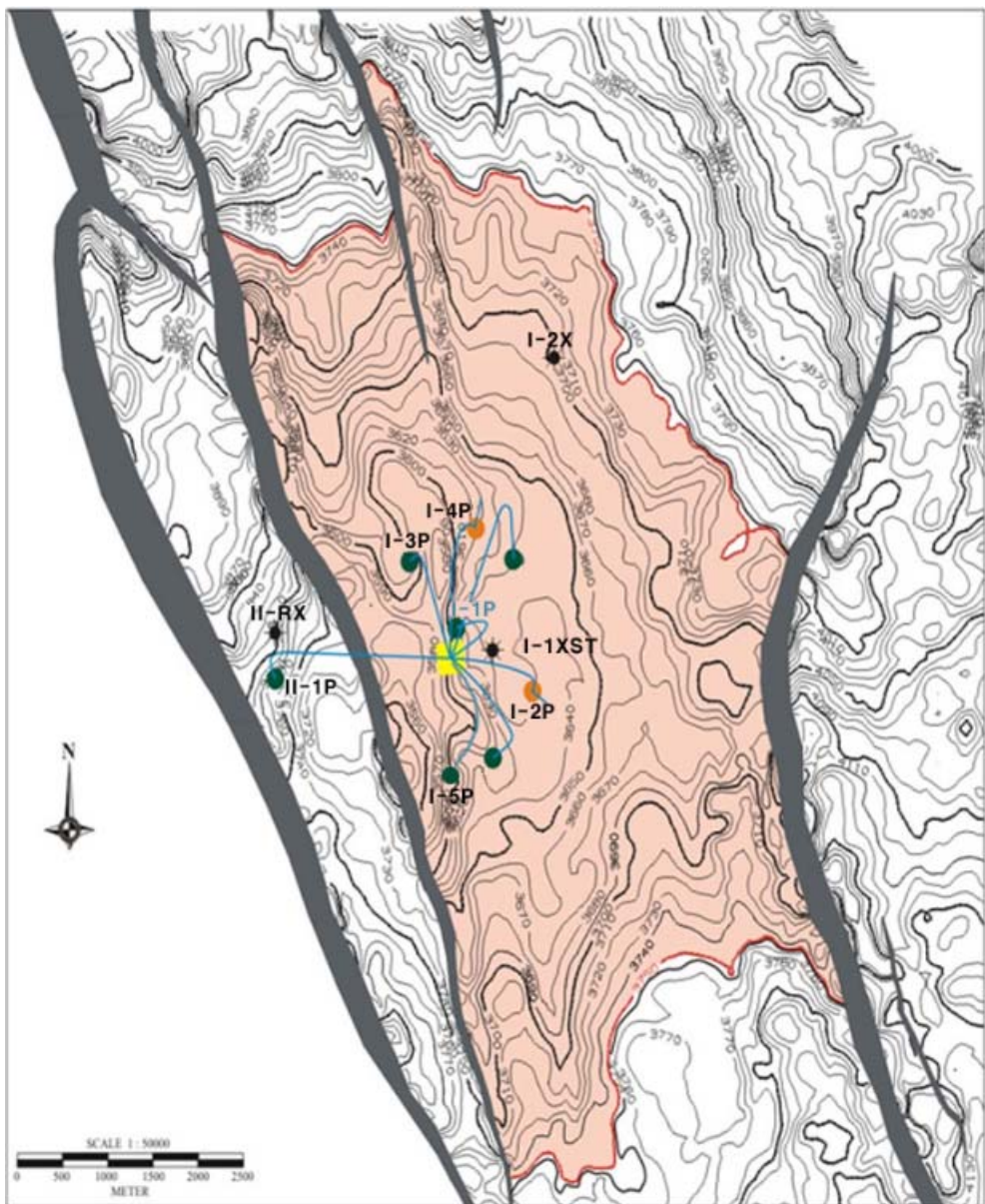


Fig. 2.1 Well location map (on the top of N/O reservoir).

설치할 계획이다. 가압기 설치 이전, 대부분의 생산정에서는 하부에서 상부로 천공구간 및 생산 저류층을 늘려가며 다층 동시유동 방식으로 생산하고 있다. 해상 설비의 개요를 나타낸 Fig. 2.2에서 주배관(main pipeline)과 가스 송출관(gas export pipeline)이 만나는 곳이 가스 인도 지점(delivery point)이며 수요처와의 가스 공급량 정산은 이 지점에서 측정된 값을 기준으로 한다. 가스공급 계약에 따라 이 지점에서 수요처가 요구하는 인입 압력(minimum required pressure) 70 barg 이상으로 공급하기 위해서는 현장에서의 정두압(wellhead pressure)은 약 100 barg 이상으로 유지하여야 한다. 이는 추후 가압기를 운영하면서 최소 정두압을 100 barg에서 30 barg까지 낮출 수 있게 되고 이를 통해 생산정의 생산능력을 늘릴 예정이다.

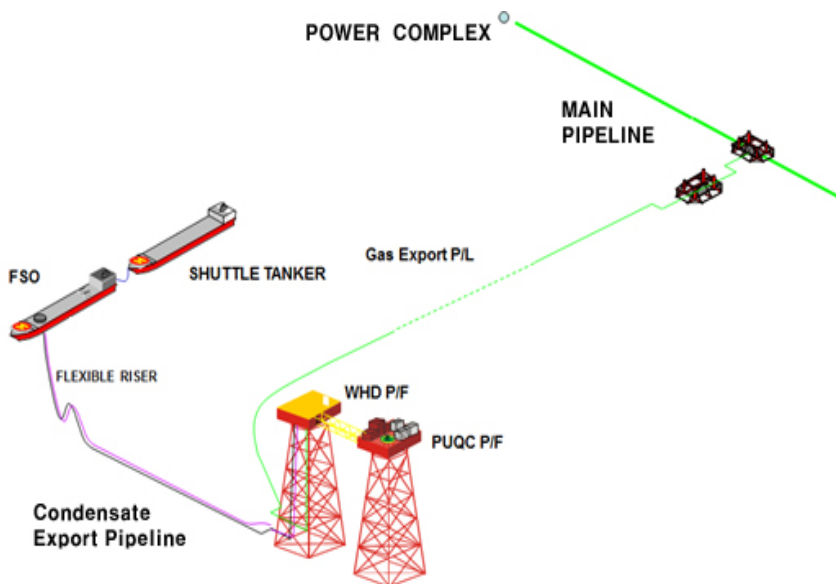


Fig. 2.2 Overview of surface production system.

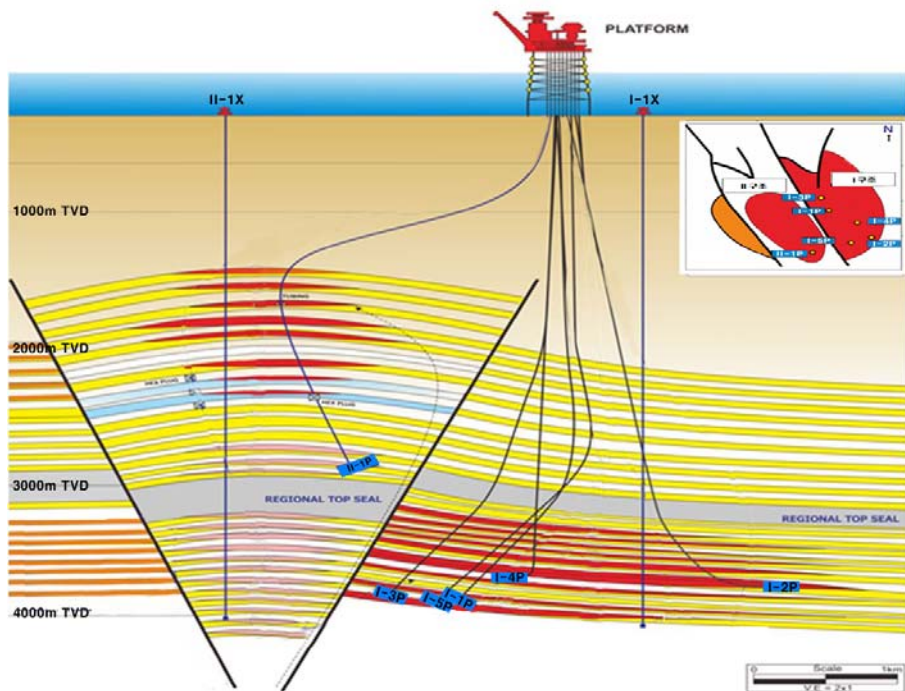


Fig. 2.3 Overview of multi-reservoir system.

Table 2.1에서 각 생산정별 생산층 및 천공시점을 명시하고 있다.

Table 2.1 Production zones and the dates of production commenced

Well Name	Production Commenced	Production Zones
I-1P	Nov. 4, 2006	N/O, P, S1
I-2P	April 12, 2007	N, O
I-3P	Jan. 31, 2007	N/O, P, S1
I-4P	Mar. 29, 2007	O
I-5P	Aug. 8, 2010	S2
II-1P	May 11, 2007	D3, D4, D5, D1b, C1

가스공급계약에 의해 생산 개시 후 25년간 안정적으로 수요처(발전소)에 가스를 공급해야하며 실제 공급량은 일일최대요구량 범위 내에서 수요처의 요구에 따라 할당된다. 이 할당량은 산유국 전력 수요에 따라 계절적으로 변화하며 이 요구 가스량을 충분히 공급하지 못할 경우에는 경제적 불이익(penalty)을 받게 되어있다. 그러나 가스 공급 개시 일정기간이 지난 이후에는, 가스전의 생산능력이 일일최대요구량에 미달할 가능성이 있으면 생산 감쇄 시작 4년 전에 사전 통지를 통해 공급 조건의 변경 등을 협상할 수 있다.

생산개시 후 약 5년 동안 평균 공급량은 160 mmscfd를 기록하고 있으며 일일최대요구량 175 mmscfd의 공급 능력을 유지하고 있었으나 생산이 서서히 감소하여 분석 시점 현재 거의 한계에 이른 상황이다. 공급 능력을 확충하고자 매년 추가 천공 등의 유정 보수 작업을 수행하였다. 그러나 대부분의 경우, 다른 층과의 대비를 통해 유체투과율과 저류층 두께 등으로 유추한 생산 예상치에 훨씬 미치지 못하는 결과를 나타내었다. 2010년 1월 실시한 추가 천공 작업 결과는 Table 2.2에 나타내었다.

Table 2.2 Well performance before and after perforation in 2010

(unit : mmscfd)

Well Name	Before	After	Observed Increment	Estimated Increment
I-1P	18.8	20.8	+2.0	+9.0
I-3P	30.7	35.5	+4.8	+14.0
I-4P	25.0	25.3	+0.3	+11.0
total			+7.1	+34.0

이렇게 당초 개발 계획시 예상했던 저류층의 거동과 다르게 나타나고 있어 대규모 자본 투자가 수반되는 압축 가압기 설치, 추가 시추, 추가 천공 및 안정적 가스 생산능력 검토 및 현장 작업의 효율성 제고를 위해 저류층 거동에 대한 신뢰도 높은 이해가 필요한 상황이다.

그러나 앞서 언급한 다층 동시생산방식, 저류층 및 생산정에서의 다상유동, 그리고 현재 운영되고 있는 상부구조(topside) 장비들의 한계로 인해 다음과 같은 어려움이 내재되어 있다.

○ 지상 설비 관련

- 생산정별 생산량 측정 부재

○ 저류층 관련

- 저류층내 다상유동 (condensate banking)
- 생산튜빙내 액체기동 축적
- 저류층별 선별적 생산 및 간섭 (zonal production and interference)

2.2. 생산정 내역

○ I-1P 생산정

2006년 10월 4일 시추굴착이 완료(4,236 mMD)되었고 55° 기울어진 나공 완결(open-hole completion)된 생산정으로 N, O, P, S1 저류층에서 동시 생산되고 있다. 각 층은 7인치 라이너 부분에 스웰 팩커(swell packer)로 분리되어 있으며 4.5인치 튜빙에 정저 압력 및 온도 계측 장비가 설치되어 있다. 2006년 10월 26일 ~ 28일 이루어진 산출시험 클린업(clean-up flow)에서 동시생산에 의해 64/64인치 초크 사이즈로 정저압(BHP) 5,000 psig, 유동정두압 3,000 psig의 조건에서 55 mmscfd의 가스와 1,200 stbd의 컨덴세이트가 생산되었다. I-1P는 대상 가스전에서 가장 양호한 생산성을 가지고 있으며 특별한 문제점 없이 생산되고 있다.

○ I-2P 생산정

2007년 3월 26일 시추굴착이 완료 (4,775 mMD)된 수평정으로 나공 완결되어 있고 스웰 팩커 없이 N, O, H 저류층에서 동시 생산되고 있다. 당초 I-2P 생산정은 수직정일 경우 75 ~ 80 mmscfd의 초기 생산량을 기록할 것으로 예상하였으나, 오히려 수평구간으로 인해 35 mmscfd 정도의 저조한 생산량을 기록하고 있다. 이는 생산정 끝부분이 올라간 선형으로 인해 유체가 정저에서 흐르고 있는 점과 정저 부근에서의 높은 스킨으로 인해 이수 케익(mud filter cake)가 완전히 제거되지 않아 발생하는 것으로 수평 가스정에서 유체의 속도가 높지 않을 경우 흔히 발생하는 현상이다. 2007년 4월 4일 ~ 6일 이루어진 산출시험 클린업에서 동시 생산에 의해 72/64인치 초크 사이즈

로 정저압 4,000 psig과 유동정두압 2,100 psig의 조건하에서 50 mmscfd의 가스와 1,900 stbd의 컨덴세이트가 생산되었다. 예상보다 정저압의 감소가 빨라 생산량을 유지하기 위해서 2009년 8월 N 저류층 상부와 2010년 1월 H 저류층 상부에 재천공을 실시하였으나 이로 인해 기존 생산 영역과 새 천공구간에 의한 생산 영역 사이 교차유동이 발생하는 것으로 보인다.

○ I-3P 생산정

2006년 10월 22일 시추굴착이 완료 (4,295 mMD)된 경사정으로 나공 완결되어 있고 N/O, P, S 저류층에서 동시 생산되고 있다. 산출시험에서의 클린업도 성공적으로 수행되었다. 2006년 11월 11일 ~ 12일 이루어진 산출시험 클린업에서 동시생산에 의해 64/64인치 초크 사이즈로 유동정두압 2,700 psig, 지표 시험분리기 기준 51 mmscfd의 가스와 700 stbd의 컨덴세이트가 생산되었다. I-1P와 함께 가장 생산성이 좋은 생산정이다.

○ I-4P 생산정

I 구조에서 생산 중인 경사정으로 시험 수직정(pilot well)에서 측면 굴착(side track)으로 시추되었다. 2007년 2월 27일 시추가 완료 (4,528 mMD)되었으며 N과 O 저류층에서 동시 생산되고 있다. 2007년 3월 18일 ~ 19일 이루어진 산출시험 클린업에서 동시생산에 의해 64/64인치 초크 사이즈로 유동정두압 2,700 psig, 지표 시험분리기 기준 50 mmscfd의 가스와 1,400 stbd의 컨덴세이트가 생산되었다. I-4P 생산정의 예상 생산량은 75 ~ 80 mmscfd이나 실제 생산량은 30 ~ 40 mmscfd 정도로 이는 I-2P 생산정과 같이 액체기동과 불

충분한 클린업 때문으로 예상된다.

○ I-5P 생산정

2010년 6월 19일 시추굴착이 완료 (4,630 mMD)된 58.8° 기울어진 경사정으로 나공 상태의 S 저류층에서 생산되고 있다. 2010년 7월 14일 ~ 16일 이루어진 산출시험 클린업에서 52/64인치 초크 사이즈로 정저압 5,000 psig, 유동정두압 4,351 psig, 지표 시험분리기 기준 42 mmscfd의 가스와 1,208 stbd의 컨덴세이트가 생산되었다.

○ II-1P 생산정

II 구조에서 생산되는 경사정으로 2006년 12월 14일 시추굴착이 완료되었고 물리검층상 저류층 하부에 함수층이 있어 케이싱 완결 (cased and perforation completion)으로 설계되었다. C1, C2, D1, D3, D4 5개의 저류층에서 동시 생산되고 있고 산출시험에서 성공적으로 클린업 되었다. 2007년 5월 8일 ~ 15일 이루어진 산출시험 클린업에서 동시생산에 의해 146/64인치 초크 사이즈로 유동정두압 1,508 psig, 지표 시험분리기 기준 38 mmscfd의 가스가 생산되었다.

총 5개 생산정의 시추 및 유정 시험 결과에 대한 주요 사항은 Table 2.3에 정리하였다.

Table 2.3 Summary of drilling and test results

Well Name	Drilled Depth (mMD)	Well Test Results			
		Choke Size (inches)	FWHP (psig)	Gas (mmscfd)	Condensate (bcpd)
I-1P	4,236	64/64	3,000	55	1,200
I-2P	4,775	72/64	2,100	50	1,900
I-3P	4,295	64/64	2,700	51	700
I-4P	4,528	64/64	2,700	50	1,400
I-5P	4,630	52/64	4,351	42	1,208
II-1P	4,514	146/64	1,508	38	1,565

2.3. 자료취득 현황

2.3.1. 생산유체의 처리와 생산량 측정

대상 필드에는 PUQC(Production, Utilities, Quarters and Compression) 플랫폼과 WHD(Wellhead) 플랫폼이 브릿지(bridge)로 연결되어 있으며, PUQC 내 생산된 가스/컨덴세이트 처리시설, 수처리(water treatment) 시설 전후로 가스/원유/물의 유량 측정이 가능하다. WHD 플랫폼에는 9개의 슬롯(slot)이 있어 총 9개의 생산정을 연결할 수 있다. 생산 유체를 처리하는 공정은 크게 가스처리 공정과 컨덴세이트 처리 공정의 2가지로 나누어진다. 각 생산정에서 생산된 유체는 정두에 설치된 크리스마스트리 초크밸브(choke valve)를 통해 압력과 유량이 조절되어 매니폴더(manifolder)로 이송된 후 브릿지를 통하여 분리기로 이송된다. 분리는 고압분리기(high pressure separator)와 시험분리기의 2가지가 있으며, 이들을 통해 상이 나누져서 처리 과정을 거치게 된다. 송출가압기(export compressor)에서 측정하는 유량은 처리 이전과 가스 및 컨덴세이트의 성상이 많이 변하므로 이들 유량자료는 시험분리기에서의 유량 및 압력변화에 대해 간접 자료로 활용된다.

고압분리기는 수직형으로서 gas와 액체의 2상이 분리되며 시험분리기는 각 생산정의 산출량 시험 및 성분분석 등을 위해 설치되어 있다. 분리기에서 gas와 액체의 2상으로 분리된 후 냉각기(inlet cooler)에서 수분 제거가 용이하도록 해수와의 열교환으로 냉각을 실시하고 탈수설비(contactor) 하단으로 유입되어 수분을 제거한다. 수분이 제거된 gas는 감압밸브(joint valve)를 통과하게 되며 저온 상분리기(condensate stabilizer)를 통해 컨덴세이트를 추출하게 된다. Fig. 2.4과 Fig. 2.5에는 생산된 가

스/컨덴세이트 처리시설 공정을 개략적으로 나타내었다.

유체의 처리과정 이후 파이프라인 송출 시점 또는 처리된 생산수 방류시점에서 유량을 측정할 수 있으나 본 논문에서는 분리기 시점에서의 유량을 기준으로 한다. Fig. 2.6에 생산량을 측정하는 시스템과 측정 지점을 도시하였다.

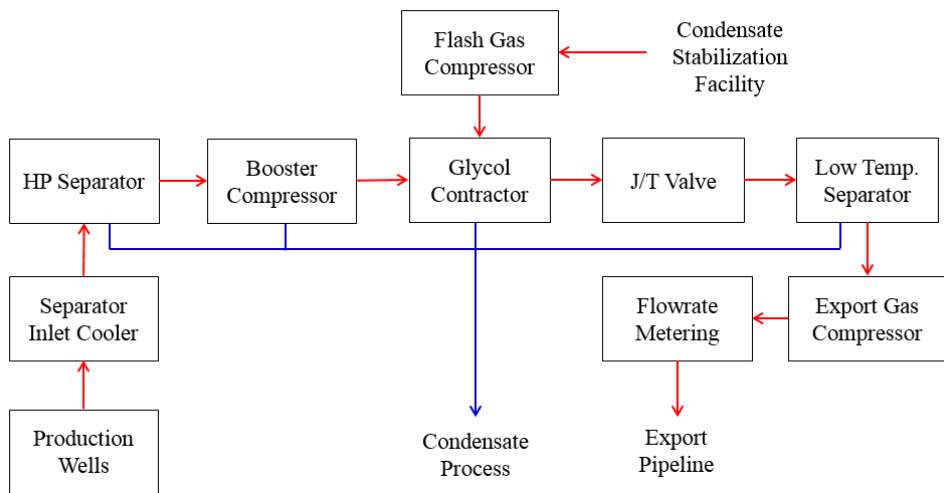


Fig. 2.4 Diagram of gas process system from wells to export pipeline.

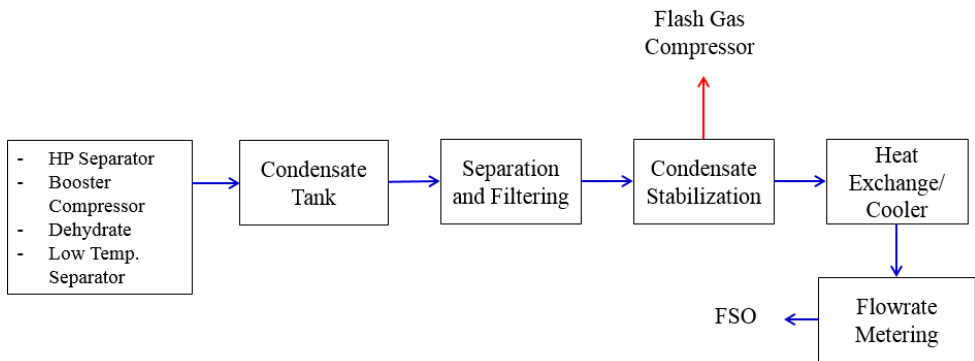


Fig. 2.5 Diagram of condensate process system from separator to FSO.

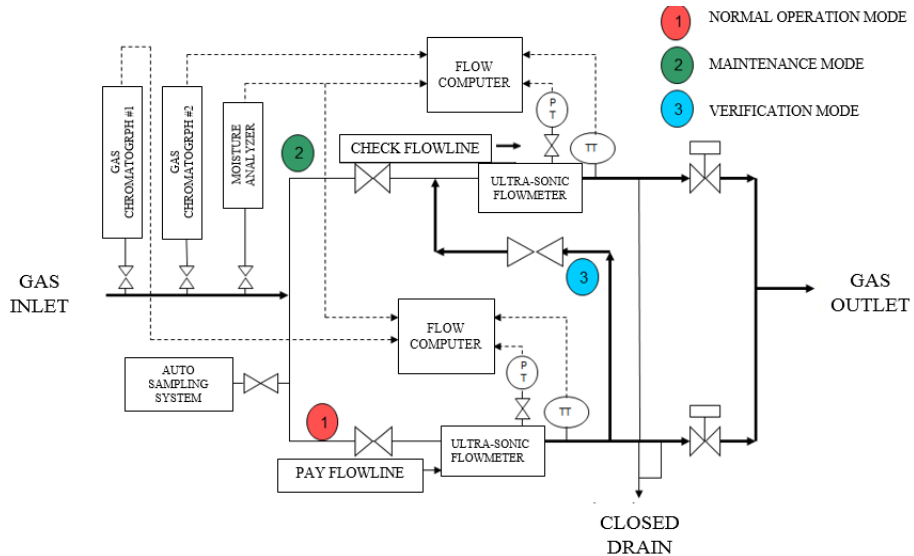


Fig. 2.6 Overview of gas and condensate measuring system, and measuring points.

2.3.2. 생산정 압력/온도 측정

압력 및 온도 관련하여, 모든 정두에서 압력 및 온도 측정이 가능하다. 그리고 I 구조의 I-1P, I-2P, I-5P 생산정과 II 구조의 II-1P 생산정에 정저 게이지(bottomhole gauge)가 설치되어 압력과 온도를 전체 혹은 부분적으로 계측하였다. Table 2.4는 압력 및 온도 측정 장비의 설치 위치를 생산정별로 정리한 것이다.

Table 2.4 Location of gauges measuring pressure and temperature

Production Wells		Pressure and Temperature Measuring
Structure I	I-1P	wellhead & bottomhole
	I-2P	wellhead & bottomhole
	I-3P	wellhead
	I-4P	wellhead
	I-5P	wellhead & bottomhole
Structure II	II-1P	wellhead & bottomhole

2.3.3. 유정시험 자료

가스전의 안정적인 운영 및 수요처와의 수요량 협의를 위해 생산능력을 지속적으로 모니터링 하는 작업이 필요하다. 장기적으로 매장량, 저류층 거동 분석을 위해서도 유정시험을 통한 저류층 특성분석이 필수적이

다. 본 생산자산에서는, 관련 자료의 필요성 및 정두에서의 처리시설 안정성을 고려하여 아래와 같은 유정시험들을 주로 수행하고 있다.

- 생산능력 (production capacity) 시험
- 4-Points 시험
- 압력천이거동 분석

이들 시험자료들은 생산정별 생산량 산출, 저류층 거동 파악 및 저류층 인자 검증 등에 활용되며, 구체적인 내용은 아래와 같다.

○ 생산 능력 시험

시험분리기에 하나의 생산정을 연결하여 유량 및 압력/온도를 측정한다. Fig. 2.7과 같이 주기적/순환적으로 생산정들을 시험분리기에 연결한 후 각 생산정의 유동을 충분히 안정화시킨 다음 해당하는 유량과 압력을 측정하는 방식이며 각 생산정별 주기적으로 시행되었던 생산 능력 시험 결과를 Fig. 2.8에서 Fig.2.13까지 도식하였다.

아래 대부분의 그림에서 나타나는 급격한 생산능력 변화는 상부층 천공 등의 유정보수 작업으로 인해 단기간 생산 중단후 재가동 등에 따라 나타난 것이다. 이런 경우 상하부 저류층의 압력 및 물성 차이로 인한 유량들이 서로 간섭하여 현상적으로 나타난다. 초크 개폐에 따른 압력-유량 관계가 취득되고 특히 초크 완전개방(full choke open) 조건에서는 현 상황에서의 생산능력 값으로 간주된다.

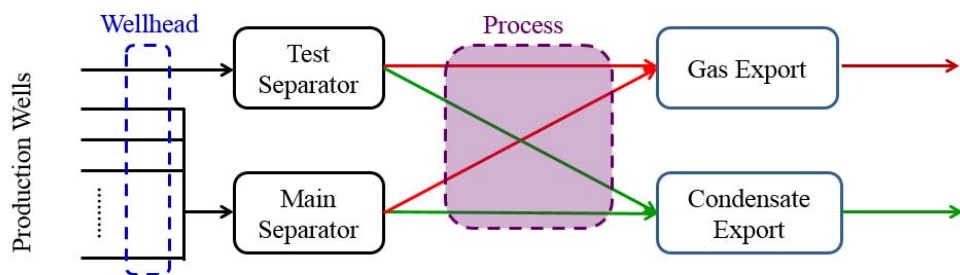


Fig. 2.7 Diagram of separators.

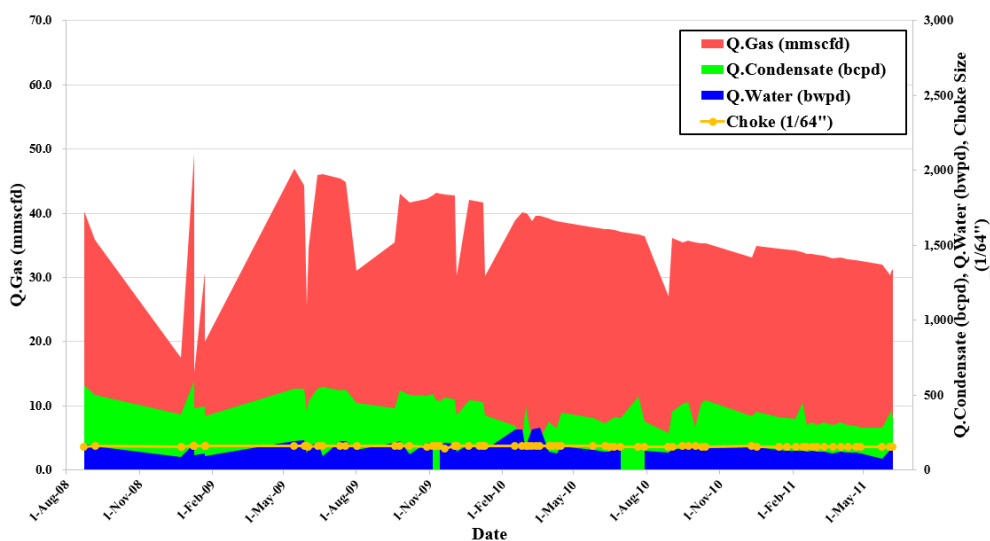


Fig. 2.8 The historical results of production capacity test of well I-1P.

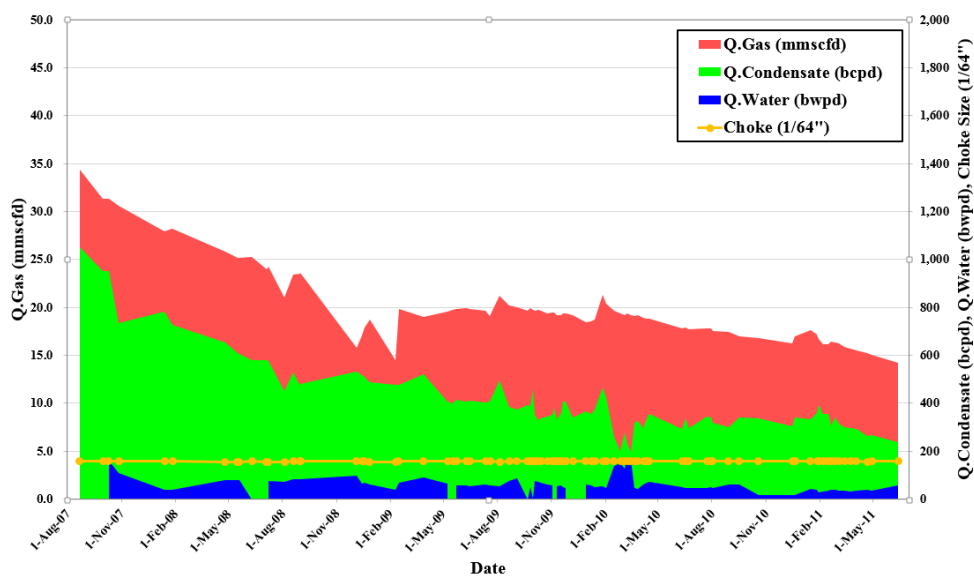


Fig. 2.9 The historical results of production capacity test of well I-2P.

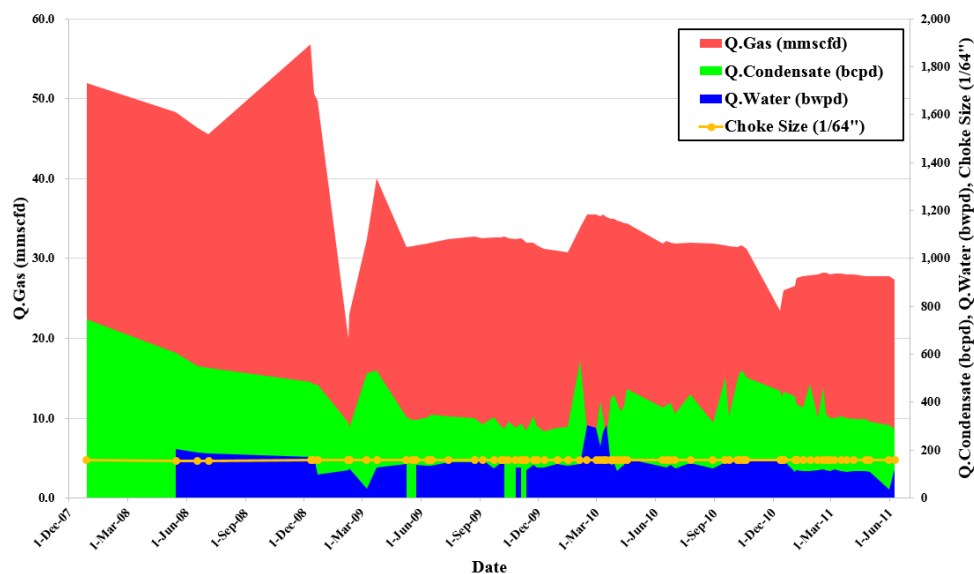


Fig. 2.10 The historical results of production capacity test of well I-3P.

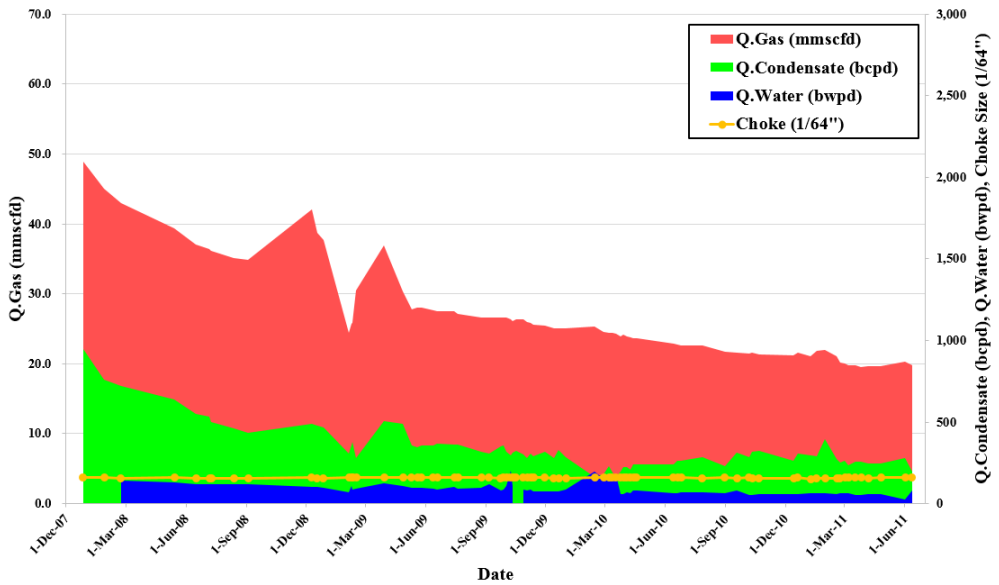


Fig. 2.11 The historical results of production capacity test of well I-4P.

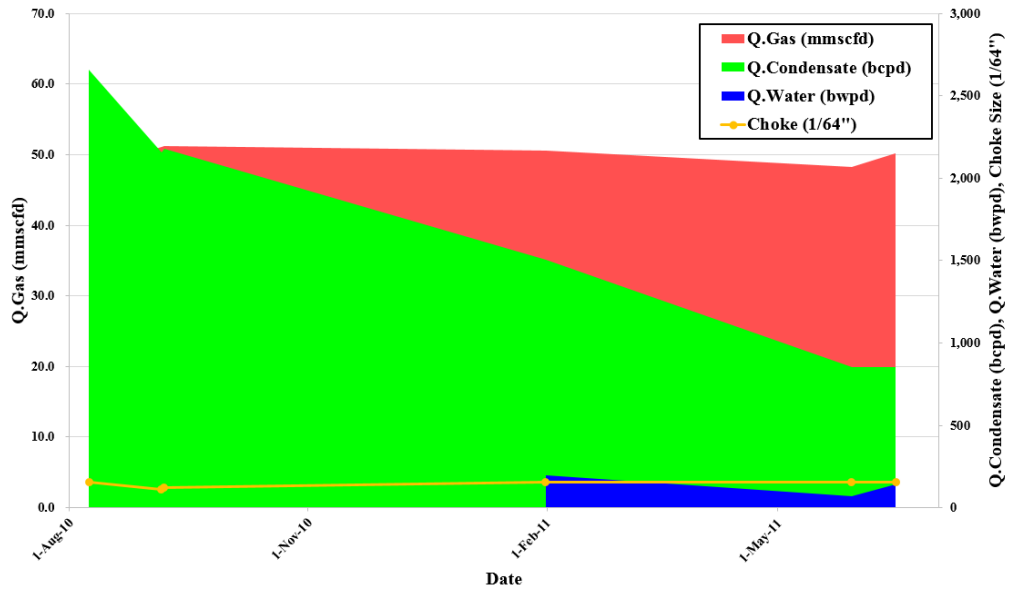


Fig. 2.12 The historical results of production capacity test of well I-5P.

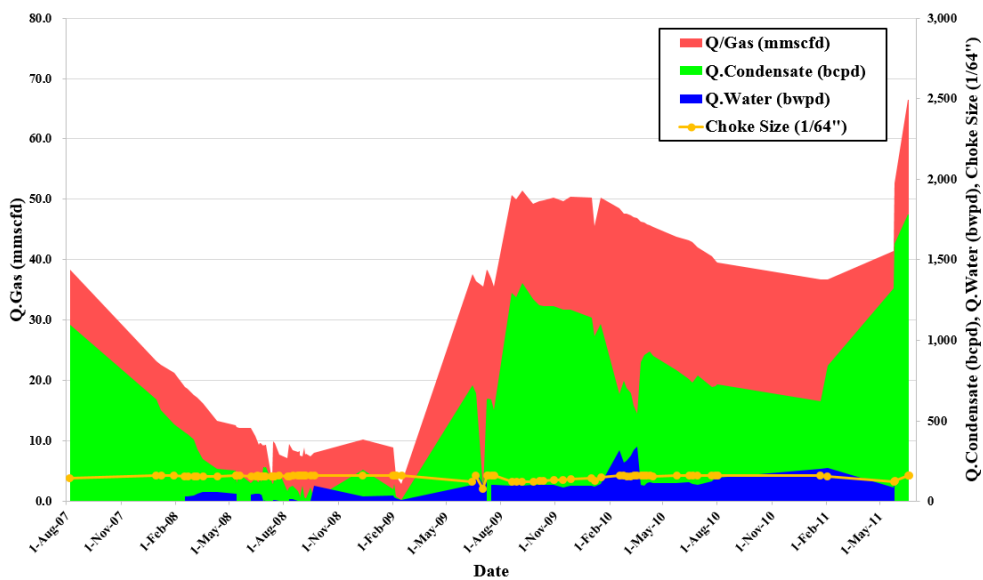


Fig. 2.13 The historical results of production capacity test of well II-1P.

위의 그림중 Fig. 2.12의 생산정 I-5P의 경우에는 다른 생산정의 현상과는 상당히 다른 모습을 보인다. 이는 시험 수행 횟수가 상대적으로 적음으로 인해 나타나는 것으로 큰 의미는 없다.

○ 4-points 시험

4개의 유량, 즉 초크 사이즈를 임의로 택하여 IPR을 구성하는 것이 목적이며 구성된 IPR의 시간에 따른 압력감소 정도를 정량적으로 파악한다(Rawlins and Schellhardt, 1935; Jennings 등, 1989). Fig. 2.14는 이러한 방법으로 작성된 시간에 따른 IPR 곡선 변화를 모식적으로 나타낸 것이다. 아래의 식 (2.1) 및 식 (2.2)와 같은 back-flow식을 적용하여 압력차와 유동성의 상대적인 크기 변화 등을 계산할 수 있으며 이는 생산정별 생산량 산출에 직간접적인 자료로 활용된다. Table 2.5에 현장에서 수행되었던 생산정의 4-points 시험 결과를 나타내었고 이러한 시험 결과에 따라 각 생산정의 시간 경과에 따른 IPR 곡선 변화를 Fig. 2.15에서 부터 Fig. 2.18까지 그렸다.

$$Q = C(P_r - P_{wf})^n \quad (2.1)$$

$$\log Q = \log C + n \log(P_r - P_{wf})$$

$$AOF = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (2.2)$$

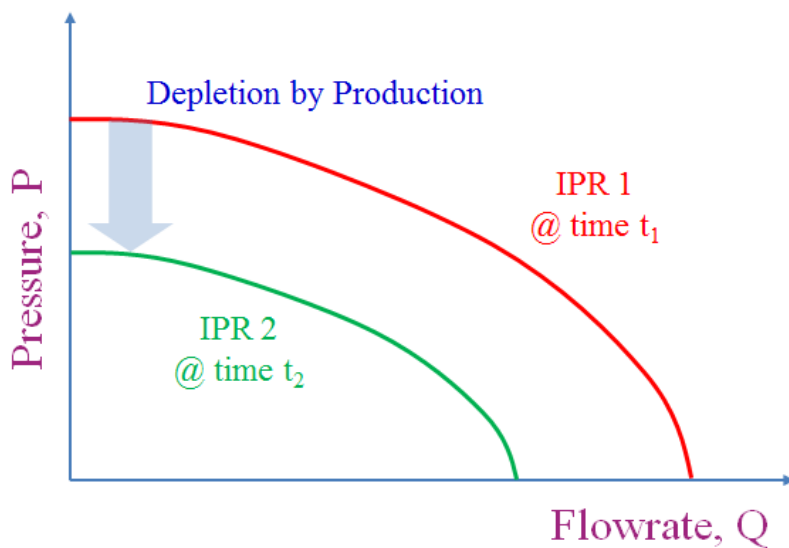


Fig. 2.14 IPR changes by pressure depletion.

Table 2.5 4-points test results

Well	Date	n	C	AOF (mmscfd)	Source
I-2P	Jun. 2011	1.85	1.776E-11	47.78	WHP
I-3P	Jun. 2011	0.88	4.497E-05	40.96	WHP
I-3P	Aug. 2011	0.92	2.591E-05	43.23	WHP
I-4P	Jun. 2011	0.87	5.363E-05	32.55	WHP
I-5P	Jun. 2011	1.25	1.014E-07	97.20	BHP
I-5P	Oct. 2011	1.20	2.333E-07	80.12	BHP
II-1P	Jun. 2011	1.48	1.119E-09	40.57	BHP
II-1P	Oct. 2011	2.07	1.114E-09	33.79	BHP

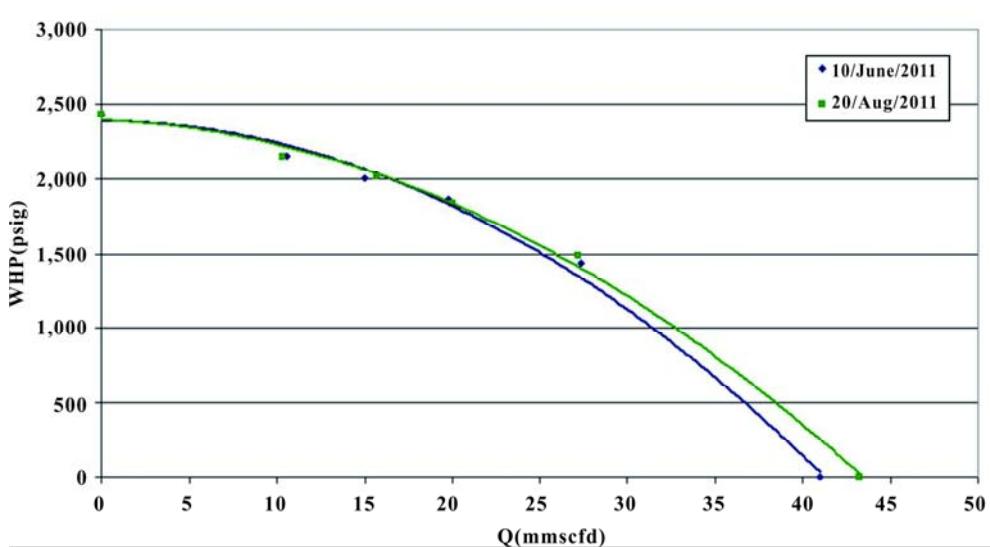


Fig. 2.15 Change of IPR curves based on 4-points test of well I-3P.

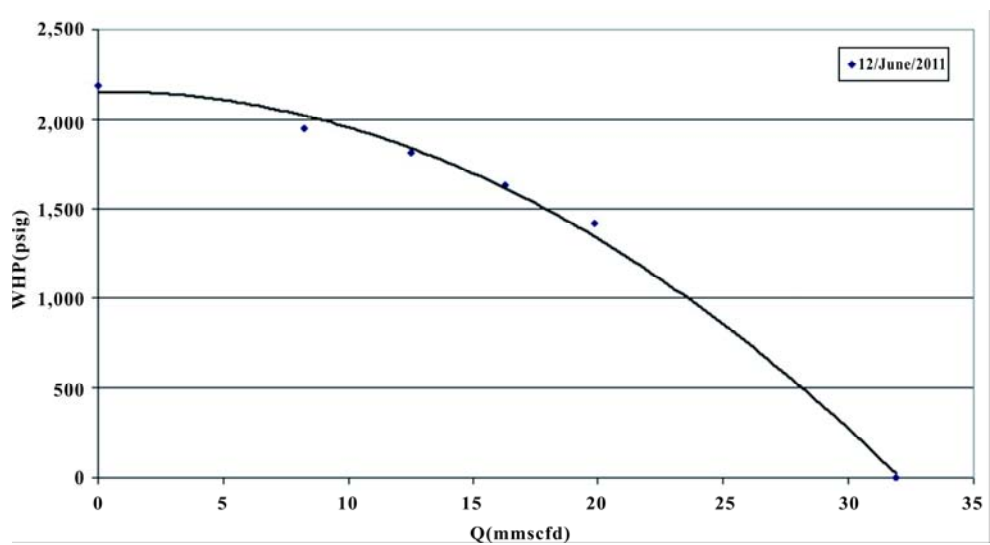


Fig. 2.16 IPR curve based on 4-points test of well I-4P.

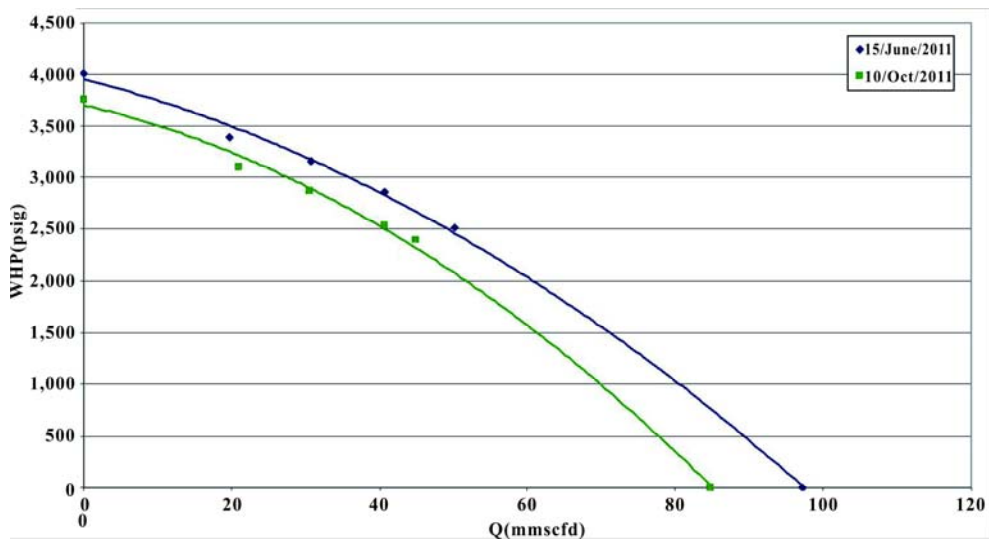


Fig. 2.17 Change of IPR curves based on 4-points test of well I-5P.

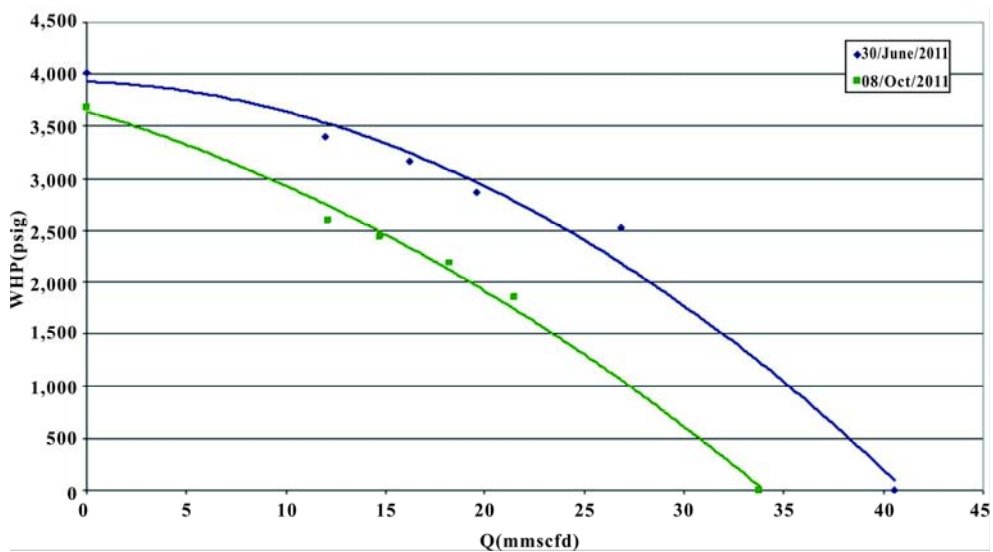


Fig. 2.18 Change of IPR curves based on 4-points test of well II-1P.

○ 압력천이거동 분석

탐사정 시추이후 주요 저류층 대상으로 산출시험을 수행하였고, 일부 생산정 시추 이후 클린업 테스트를 수행하였다. 코어, 물리검층 자료를 바탕으로 획득한 저류층 물성 검증으로 활용된다(Bourgeois and Couillens, 1994; Al Rbeawi and Tiab, 2012). 서로 다른 시점과 장비, 운영조건 하에서 시추 및 천공된 저류층들의 물성임을 고려하여, 언급한 조건에 따른 저류층 유동특성을 정성적으로 활용가능하다. 특히, 시뮬레이션 모델 구축 시 검증자료로 활용된다. Table 2.6는 시추 이후 수행된 압력천이분석 결과를 정리하고 있다.

Table 2.6 The result of pressure transient analysis

Well	Target Zone	Test No.	Permeability (mD)	Mechanical skin	Flow rate (mmscfd)
I-1P	N/O zone (4,043~4,090 mMD) P1 zone (4,118~4,136 mMD) S1 zone (4,206~4,236 mMD)	1	22.0	1.5	16.5
		2	13.0	3.5	43.4
		3	19.0	1.1	41.0
		4	17.5	4.8	37.3
		5	17.5	1.5	42.4
		6	18.3	-1.0	44.2
I-2P	O zone (4500~4749 mMD)	1	9.2	0.8	32.1
		2	1.0	-0.6	38.8
		3	60.0	1.5	28.7
		4	1.0	-0.4	22.7
		5	23.9	2.2	27.5
I-5P	S2 zone (4,293~4,347 mMD)	1	38.5	9.0	38.3
		2	24.0	6.5	42.9
		3	21.5	4.0	13.5
II-1P	D3 zone (4,335~4,340 mMD) D4 zone (4,359~4,365 mMD) D5 zone (4,453~4,458 mMD) D6 zone (4,462~4,468 mMD)	1	10.7	5.5	20.4
		2	-	-	10.9
		3	5.0	0.5	11.3
		4	5.4	1.0	10.2
	C1 zone (4,005~4,030 mMD) D1 zone (4,243~4,260 mMD)	5	-	-	48.1
		6	57.0	6.0	23.9
		7	60.0	6.2	23.4
	C2 zone (4,070~4,098 mMD)	8	37	9.4	59.1

2.3.4. 유체 샘플자료

저류층 유체 샘플은 4개의 생산정 (I-1P, I-2P, I-5P, II-1P)으로부터 채취되어 PVTi (Schlumberger S/W)로 분석되었으며 그 결과 제공된 자료를 Table 2.7에 정리하였다. 5개의 PVT 모델은 I-1P는 16개 성분 (1개 pseudo-component)으로, I-2P는 12개 성분 (5개 pseudo-components), I-5P의 경우 12개 성분 (3개 pseudo -components) 으로, 그리고 II-1P는 11개 성분 (1개 pseudo- components)을 사용하여 PVT 매칭을 실시하였다. 이에 대한 세부적인 결과를 「Appendix A」에 나타내었다.

Table 2.7 Reservoir fluid properties

Well Name	I-1P	I-2P	I-5P	II-1P
Reservoir Temperature (°F)	293	293	289	269
Reservoir Pressure (psig)	5,396	5,235	5,444	5,499
Dew point Pressure (psig)	5,198	4,996	5,236	5,221
Initial CGR (stb/mmscf)	14.8	40.4	27.9	18.7

2.3.5. 생산검층 자료

생산정 내에서의 유체 프로파일을 알아내기 위해 MMLT(Memory MultiLayer Test)와 MPLT(Production Logging Service)를 수행하였다. 생산검층 장비는 Gamma Ray(GR), Collar Casing Locator(CCL), Flowmeter(CFSRATE), Capacitance(CWHRATE), Temperature(TEMP), Pressure(PRESS)의 6가지가 사용되었다. Table 2.8에서 Table 2.11까지는 생산검층을 통해 분석/계산된 결과이며 Fig. 2.10은 생산검층시 현장에서

취득하여 용역사가 제공하는 결과물의 한 예를 보여준다. 이러한 예들은 「Appendix B」에 추가적으로 보여진다.

Table 2.8 PLT results for well I-1P

Flowing Regime (mmscfd)	Perf. Zones	Contributions by Phase (Downhole Conditions)			Contributions by Phase (Surface Conditions)		
		Cond. (b/d)	Gas (b/d)	Water (b/d)	Cond. (b/d)	Gas (mmscfd)	Water (b/d)
50	N-O	-	17,372	-	208	20.32	-
	P	-	7,604	-	91	8.89	-
	S1	-	15,676	168	188	18.34	163
	Total				487	47.55	163
30	N-O	-	10,164	-	166	11.89	-
	P	-	5,211	-	85	6.10	-
	S1	-	13,633	145	222	15.95	140
	Total				472	33.93	140
20	N-O	-	3,213	-	85	3.76	-
	P	-	3,012	-	79	3.52	-
	S1	-	10,693	128	281	12.51	124
	Total				445	19.79	124
10	N-O	-	-	-	-	-	-
	P	-	2,561	-	85	3.00	-
	S1	-	6,894	85	228	8.06	82.48
	Total				313	11.06	82.48

Table 2.9 PLT results for well I-2P

Flowing Regime (mmscfd)	Interval (mMD)	Contributions by Phase (Downhole Conditions)			Contributions by Phase (Surface Conditions)		
		Cond. (b/d)	Gas (b/d)	Water (b/d)	Cond. (b/d)	Gas (mmscfd)	Water (b/d)
18	4492 - 4650	-	8,758	-	194	7.34	-
	4650 - 4680	-	7,550	-	168	6.33	-
	4680 - 4696	-	-	64	-	-	62
	4737 - 4755	-	3,523	-	78	2.95	-
	Total				440	16.62	62
10	4492 - 4650	-	6,813	-	181	5.47	-
	4650 - 4680	-	5,804	-	155	4.66	-
	4680 - 4696	-	-	49	-	-	48
	4737 - 4755	-	2,355	-	63	1.89	-
	Total				399	12.01	48

Table 2.10 PLT results for well I-3P

Flowing Regime (mmscfd)	Interval (mMD)	Contributions by Phase (Downhole Conditions)			Contributions by Phase (Surface Conditions)		
		Cond. (b/d)	Gas (b/d)	Water (b/d)	Cond. (b/d)	Gas (mmscfd)	Water (b/d)
25	4114 - 4117	-	313	-	4	0.29	-
	4127 - 4146	-	11,596	-	135	10.67	-
	4182 - 4192	-	1,671	136	20	1.54	132
	Below 4268	-	13,581	-	159	12.50	-
	Total				317	25.00	132
15	4114 - 4117	-	241	-	3	0.22	-
	4127 - 4146	-	9,054	-	115	8.33	-
	4182 - 4192	-	2,173	99	28	2.00	96
	Below 4268	-	10,261	-	130	9.44	-
	Total				276	20.00	96

Table 2.11 PLT results for well I-4P

Flowing Regime (mmscfd)	Interval (mMD)	Contributions by Phase (Downhole Conditions)			Contributions by Phase (Surface Conditions)		
		Cond. (b/d)	Gas (b/d)	Water (b/d)	Cond. (b/d)	Gas (mmscfd)	Water (b/d)
35	4193 - 4277	-	53,156	-	272	63.50	-
	4376 - 4382	-	4,352	-	22	5.20	-
	4406 - 4420	-	2,798	124	14	3.34	120
	4435 - 4446	-	14,610	-	75	17.45	-
	Total				383	89.49	120
25	4193 - 4277	-	9,902	-	203	11.83	-
	4376 - 4382	-	910	-	19	1.09	-
	4406 - 4420	-	-	32	-	-	31
	4435 - 4446	-	2,959	-	61	3.54	-
	Total				283	16.45	31

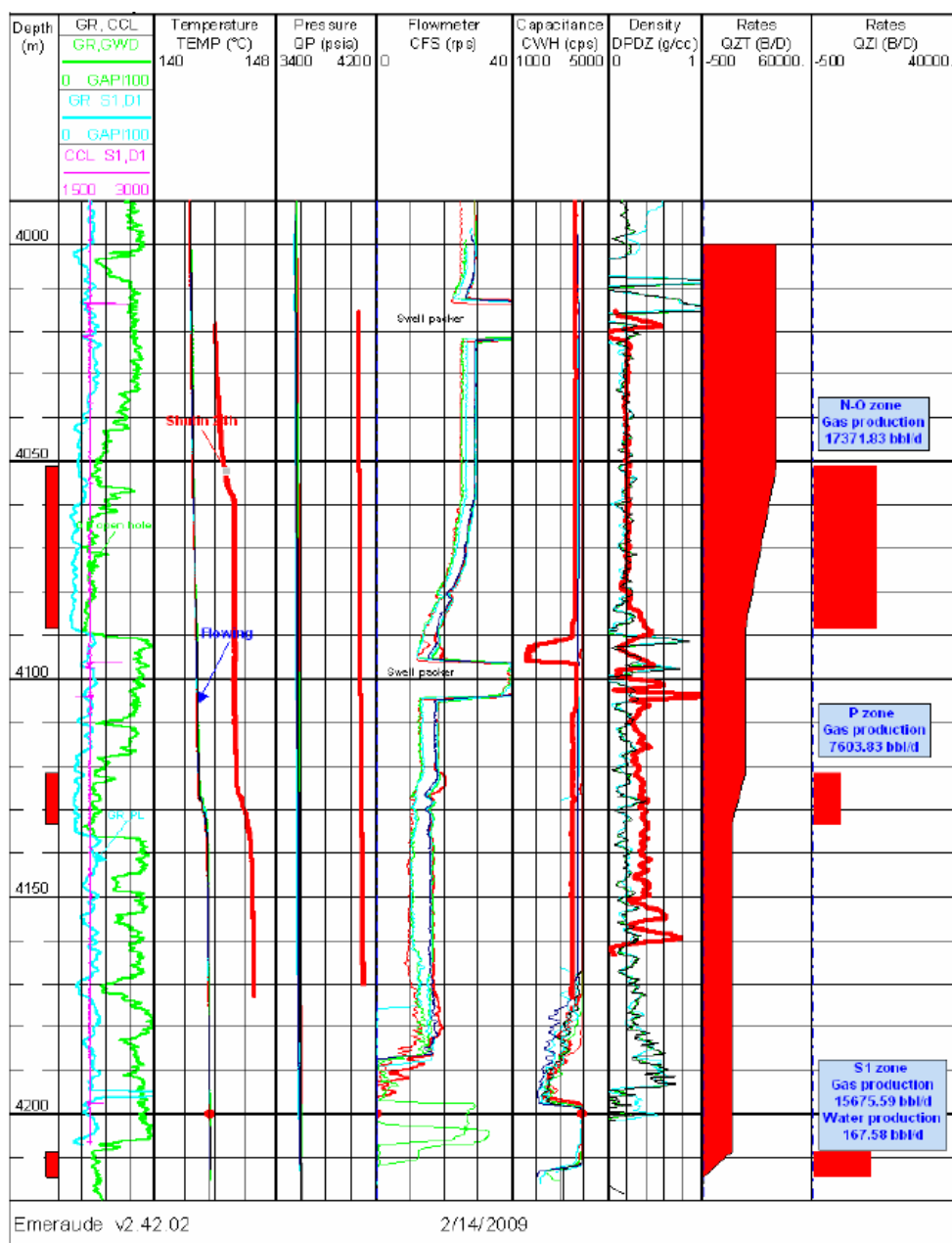


Fig. 2.19 An Example of PLT onsite result of well I-1P in the flowing regime 50 mmscfd. (Halliburton, 2009).

3. 저류층 거동

3.1 저류층 및 생산정 운영 이력

Fig. 3.1과 Table 3.1은 생산개시 이후 시추 및 상부층 천공 이력과 그에 따른 가스전 생산이력을 정리하고 있다. 연도별 작업계획은, 가스공급 계약의 일일최대요구량 기준 혹은 수요처의 가스요구량 예측을 충족하는 생산능력을 확보할 수 있어야 한다. 가스전운영위원회(operation committee meeting 혹은 management committee meeting)을 통해서 연도별 작업계획 수립 및 승인작업을 통해 Table 3.1과 같이 실제 작업이 이루어지고 매일 갱신되는 가스공급요구량에 맞추어 Fig. 3.1과 같이 실제 생산이 이루어진다.

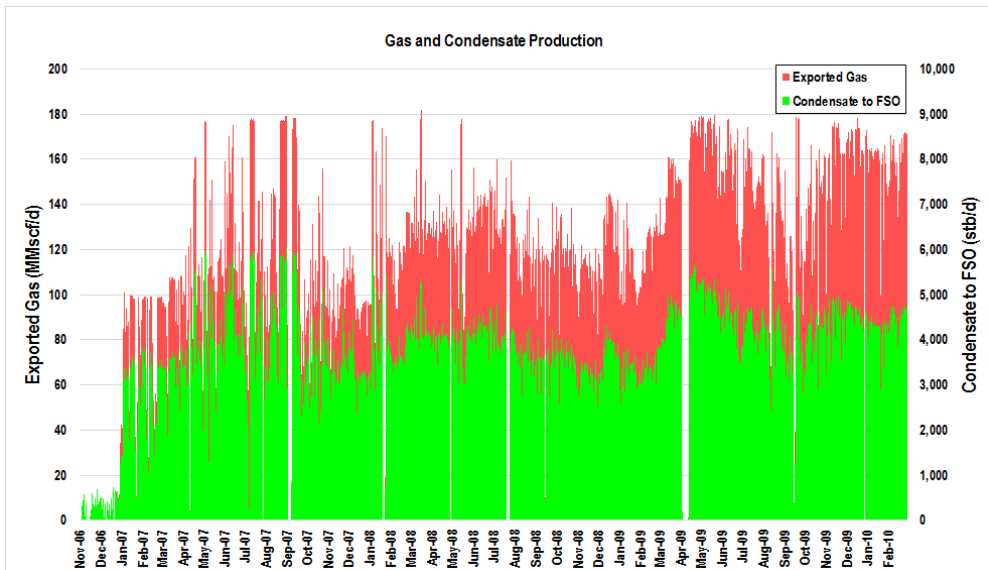


Fig. 3.1 The history of field production.

Table 3.1 History of drilling and perforations

Well Name	Spud Date	Zone	Perforation Interval		Open
	Reaching Target		Top (mMD)	Bottom (mMD)	
I-1P	2006-09-15 2006-10-04	H	3,686	3,692	2011-06-01
			3,704	3,710	2011-06-01
		J	3,818	3,824	2011-06-01
		N	4,046	4,056	2006-10-26
		O	4,062	4,090	2006-10-26
		P1	4,118	4,136	2006-10-26
		S1	4,206	4,230	2006-10-26
I-2P	2006-11-07 2007-03-26	H	3,876	3,882	2010-01-25
			3,893	3,899	2010-01-25
		N	4,334	4,366	2009-08-02
		O	4,500	4,766	2007-04-05
I-3P	2006-09-17 2006-10-22	H	3,777	3,783	2010-02-01
		J	3,867	3,873	2010-01-30
			3,880	3,886	2010-01-30
		N	4,103	4,122	2006-11-11
		O	4,127	4,146	2006-11-11
		P1	4,178	4,192	2006-11-11
		S1	4,268	4,289	2006-11-11
I-4P	2007-02-07 2007-02-27	O	4,192	4,460	2007-03-18
		M1	3,932	3,938	2010-01-02
		M1	3,942	3,948	
		M2	3,972	3,988	
I-5P	2010-05-09 2010-06-19	S2	4,293	4,347	2010-07-14
II-1P	2006-11-09 2006-12-14	C1	4,005	4,030	2009-07-27
		C2	4,070	4,076	2011-06-01
			4,090	4,098	2011-06-01
		D1	4,243	4,260	2009-02-23
		D3	4,335	4,340	2007-05-15
		D4	4,359	4,365	2007-05-13
		D5	4,453	4,458	2007-05-08
		D6	4,462	4,468	2007-05-08

3.2 저류층 거동 입력

저류층 거동 파악 및 이를 수치적으로 구현하기 위해서는 서론에서 언급한 바와 같이 아래와 같은 문제점들이 선결되어야 한다. 소규모 가스전으로서 각 생산정별 개개의 생산량 등의 자료를 직접적으로 계측할 수 있는 장비나 시스템이 구비되어 있지 않고 여러 생산정이 하나의 주 분리기를 통해 유체가 처리되고 있다. 따라서 이렇게 합쳐진 생산량을 생산정별로 적절하게 산출해야 한다. 둘째, 생산이 지속됨에 따라 저류층의 압력이 이슬점 압력 이하로 떨어져 저류층내에 액체가 발생하는 컨덴세이트 बैं킹 현상으로 저류층내에 다상 유동이 발생할 수 있다. 셋째, 물성이 다른 여러 저류층을 동일 생산정에서 동시에 생산함에 따라 교차 유동 및 정저 생산튜빙내에 액체 기동 (물 및 컨덴세이트)이 축적될 수 있다.

3.2.1. 생산량 산출

생산 자료를 바탕으로 다양한 생산성 분석을 수행하기 위해서는 각 생산정별 생산량, 각 생산량에서의 관련 압력자료가 필수적이다. 향후 저류층 운영계획 및 개발계획을 분석하기 위해서는 언급한 자료가 기본적으로 갖추어져 있어야 한다. 특히, 저류층 시뮬레이션 수행시 히스토리 매칭을 통해 저류층 인자 검증을 수행하는 과정에서 입력 자료로 활용된다(Mattax and Dalton, 1990).

본 대상 가스전의 플랫폼의 시험분리기를 통해 특정 시점에서의 특정 생산정에서의 가스/컨덴세이트/물의 1차 분리를 수행하면서 유량과 압력을 얻게 된다. 이때, 다른 생산정들은 모두 고압분리기에 결합되므로 이

들 생산정들에서의 생산량 및 압력에 대한 정보는 얻을 수 없다. 따라서 각 생산정별 생산량을 추정하는 산출 작업이 수행되어야 한다. Fig. 3.2 는 I 구조의 생산정 I-2P에서의 정두압력의 거동을 나타내었다. 분석기준 시점에서 대부분 생산정에서 초크를 완전 개방 (full open) 조건으로 생산 하고 있다.

본 가스전 플랫폼 및 제반 시설의 안정적인 운영을 위해서 아래의 운영 한계(constraint)가 있다. 우선, 가스 및 컨덴세이트의 역류 방지와 생산정의 이산화탄소 등에 의한 부식 방지 그리고 각종 장비 및 처리단계의 안정적인 운영을 위해서 생산정별 생산량 한계는 가스 기준 50 mmscfd로 운영하고 있다. 또, 가스의 처리 및 송출을 위해서 정두에서 요구되는 최소압력이 약 100 barg로 설계되어 있다. 생산 및 플랫폼 운영은 항상 위의 두 조건을 만족시키면서 운영해왔으므로 다음과 같은 기준을 수립할 수 있다.

저류층 압력과 그에 따른 유동공저압 및 유동정두압이 충분히 높을 경우, 따라서 최대 가스유량 50 mmscfd을 생산하더라도 정두압(WHP)이 100 barg 이상으로 유지되는 경우와 그렇지 않은 경우로 나누어진다. 저류층내 유동에 대한 지배방정식은 식 (3.1)로 나타내며 경계 조건에 따라 식 (3.2)에서 (3.4)로 표시된다. 이러한 지배 방정식에 적용되는 경계조건과 유사한 개념을 대상 가스전의 운영 한계 조건에 적용하면 Fig. 3.2와 같이 천이조건(transient)에서 경계지배조건(boundary dominant, 즉 semi-steady 혹은 steady)의 경우로 간주될 수 있다.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi c \rho \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.1)$$

여기서, 천이조건일 경우 해는

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4kt}{\gamma\phi cr_w^2} + 2S \right) \text{ at } r = r_w \text{ (constant rate solution)}$$

(3.2)

경계지배조건의 경우 해는

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) \text{ (semi-steady state)}$$

(3.3)

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r}{r_w} \right) \text{ (steady state)}$$

(3.4)

초크 완전 개방시 정두압이 100 barg에 이를 경우 더 이상 압력이 유지되지 못하고 최대생산량이 50 mmscfd 이하로 줄어들게 된다. 즉, 초크 완전 개방시 정두압이 100 barg 이상인지 여부는 생산량 산출의 주요 기준이 된다.

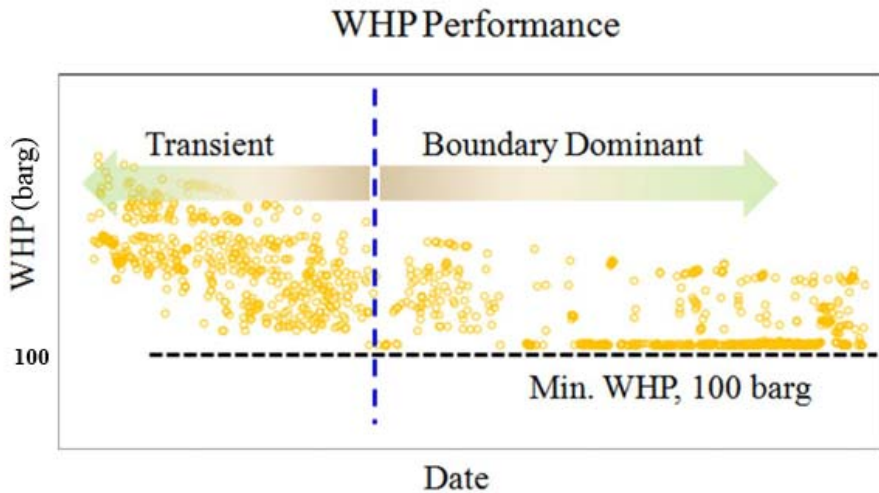


Fig. 3.2 Apparent reservoir behavior of transient and boundary dominant flow of well I-2P.

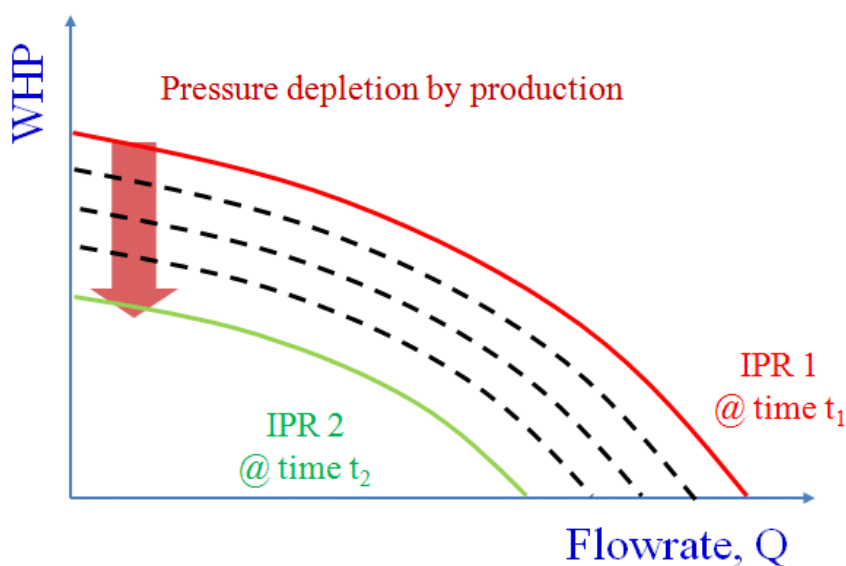
○ 최소정두압이 100 barg 이상인 경우 (최대 생산능력 50 mmscfd 이상)

주기적으로 수행한 시험을 통해 작성된 IPR 곡선의 변화가 생산량 산출의 주요 지표로 활용된다. Fig. 3.3(a)과 같이 서로 다른 시점(t_1 , t_2)에서의 정두압 기반 IPR이 있다면 이는 생산으로 인해 압력이 감소했기 때문이므로 Fig. 3.3(b)과 같이 내삽을 통한 IPR을 추론할 수 있다.

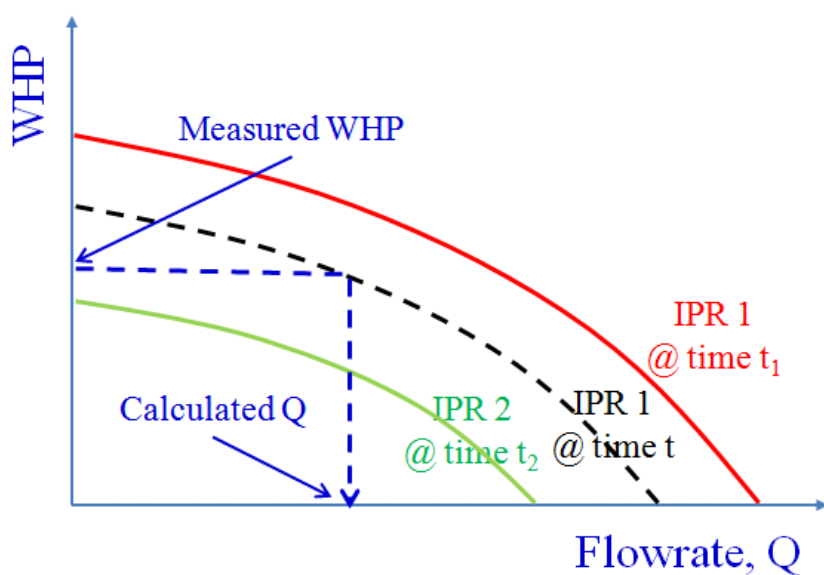
시간 t 에서의 IPR 추론 시 생산기간 ($t-t_1$) 동안 생산량은 다층생산에 의해 이루어진 것이므로 물질평형법으로 검증 시 필요한 대표 원시부존량을 결정할 수 없다. 또한, 대상이 되는 여러 저류층은 다른 생산정에서도 동시에 생산을 진행하고 있으므로 저류층별 누적생산량을 정확히 추정할 수 없다.

이러한 문제점을 해결하기 위해 Fig. 3.2의 정두압 관측값의 분포를

활용하였다. 두 기간 즉 $(t-t_1)$, (t_2-t) 에서의 생산정 개폐관련 운영이력의 유사함을 확인하여 (t_2-t_1) 시간 동안 누적생산이 균일하게 증가한다고 가정하였다. 이를 바탕으로 IPR을 운영시간에 대한 내삽을 통해 결정하였고 관측된 정두압을 바탕으로 생산량을 산출하였다. 이로 인해 생산된 생산정별 생산량은 각각의 저류층의 크기와 저류층별 누적생산량으로 검증될 수 있으며, 이는 실제로 본 연구의 시뮬레이션 모델 수립 시 히스토리 매칭 과정에서 확인된다.



(a) IPR interpolation



(b) Flowrate allocation

Fig. 3.3 Back-allocation in transient flow regime.

○ 최소 정두압이 100 barg 인 경우 (최대 생산능력 50 mmscfd 이하)

여기서는 주기적으로 수행한 생산능력 시험자료가 활용된다. 초크 완전개방조건으로 운영한 경우 Fig. 3-4의 예와 같이 생산능력 시험으로 얻어진 결과를 바탕으로 생산량이 산출되며, 부분개방의 경우 제작사가 제공하는 초크 특성화 곡선(Fig. 3.5)이 활용된다. 초크 개방 크기에 따라 생산능력과 초크 생산회사에서 제공된 효율의 곱으로 생산량이 산정된다.

두 경우 모두 각 생산정에서 산정한 생산량의 합과 송출 기준에서의 유량이 일치하지 않을 수 있다. 이 경우 다음과 같은 원인으로 인해 오차가 발생할 수 있는 것으로 판단된다. 생산물 처리과정에서의 가스-컨덴세이트 상변화와 다층 생산으로 인한 초크 특성화 곡선과의 불일치가 그것이다.

처리과정에서 가스-컨덴세이트의 상이 변할 뿐 아니라 현장에서 사용되는 연료와 소각하는 양으로 인해 생산량이 불일치할 수 있으나 실제로 이 양들은 미미한 양이므로 (1% 미만), 이 오차는 다층생산에 기인한다고 볼 수 있다.

저류층-생산정 간 유동은 back-flow식으로 표현이 가능하다. 하지만, 다층 동시 유동의 경우 운영하는 정저압에 따라 저류층들은 유동성(C)과 압력차($(P_r - P_{wf})^n$)가 각각 선별적으로 전체유동에 기여한다. 초크 위치에 따라 정저압이 결정되고 결정된 정저압 조건에서 저류층들의 압력차 조건에 따라 유동이 결정된다. 초크 사이즈 감소에 따라 정저와 저류층의 압력차가 상대적으로 줄어들더라도 유동성이 유리한 저류층이 먼저 생산에 기여할 수 있다. 이로 인해 Fig. 3.5를 이용하여 구한 생산량 보다 실제로는 더 많은 양이 생산될 수 있다. 이런 경우 앞서 2장에서 설명한 생

산검층 자료 기반으로, 층별 기여도를 계산한 후 각 층의 생산량을 산출하였다. 이러한 분석과 계산으로 산출된 생산정별 생산량은 Fig. 3.6에서 Fig. 3.11으로 도식되었으며 이 자료는 시물레이션 모델 수립의 입력 자료로 활용된다.

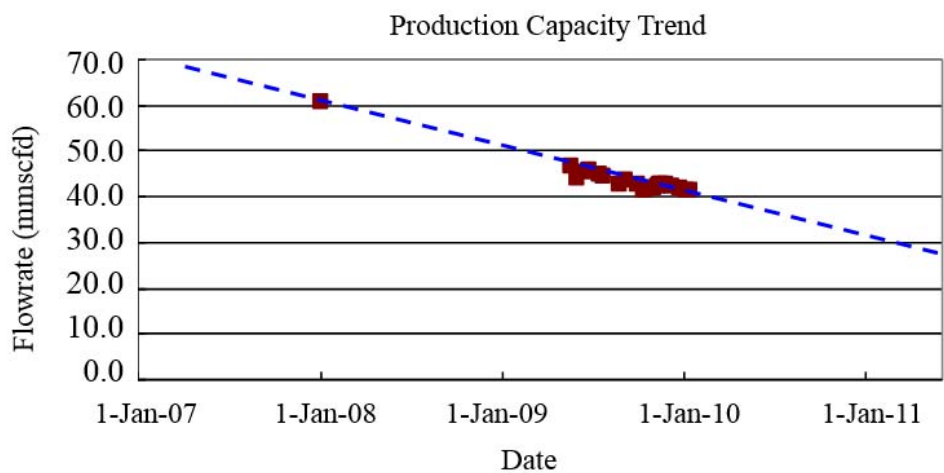


Fig. 3.4 Production capacity trend in full choke condition.

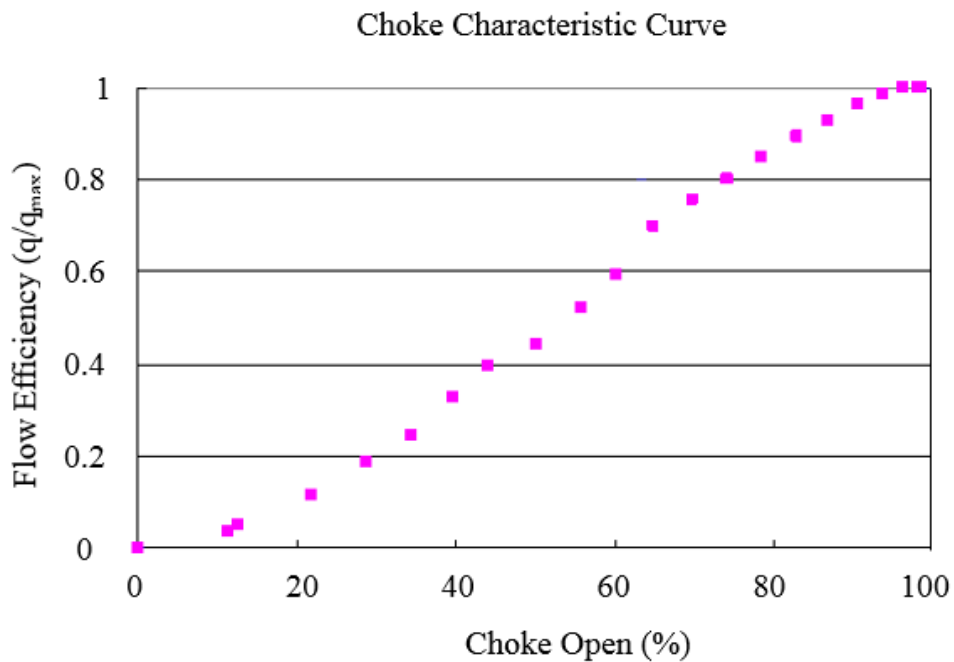


Fig. 3.5 Choke characteristic curve provided by manufacture.

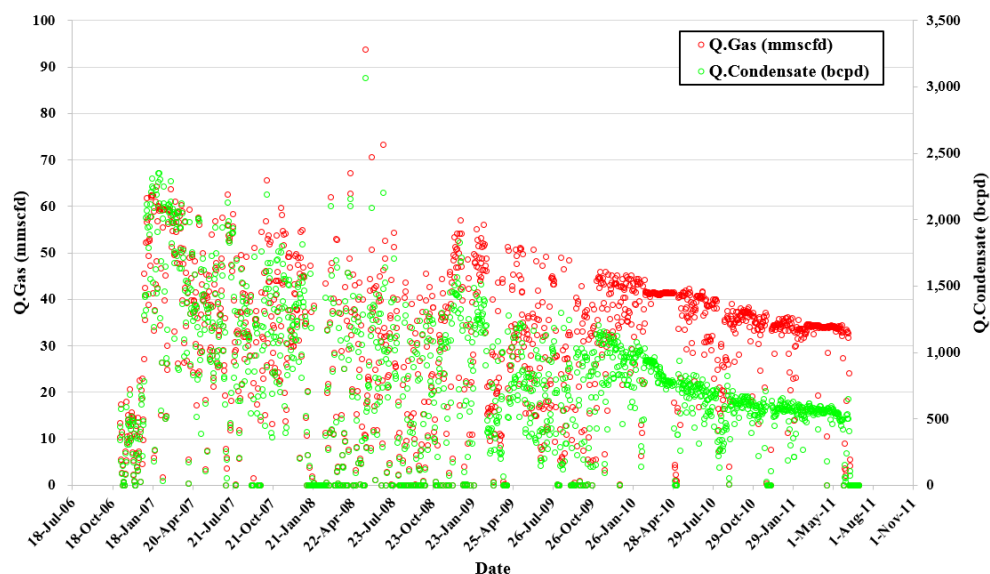


Fig. 3.6 Allocated production rate of well I-1P.

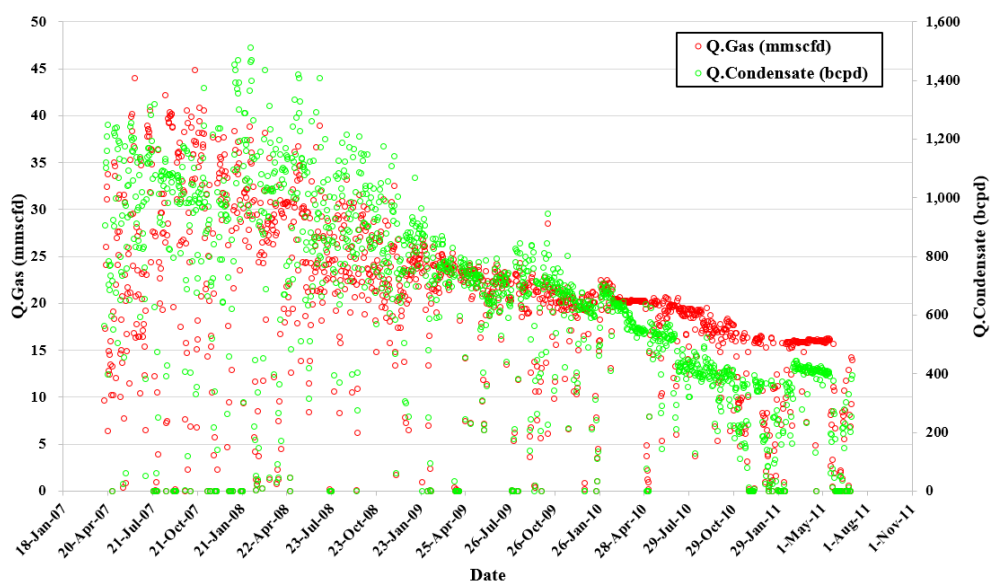


Fig. 3.7 Allocated production rate of well I-2P

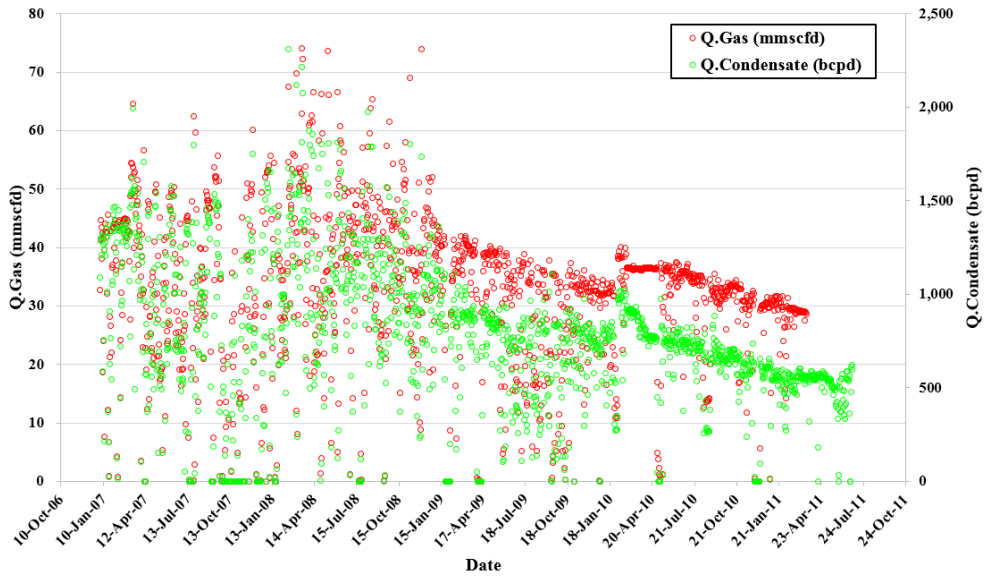


Fig. 3.8 Allocated production rate of well I-3P.

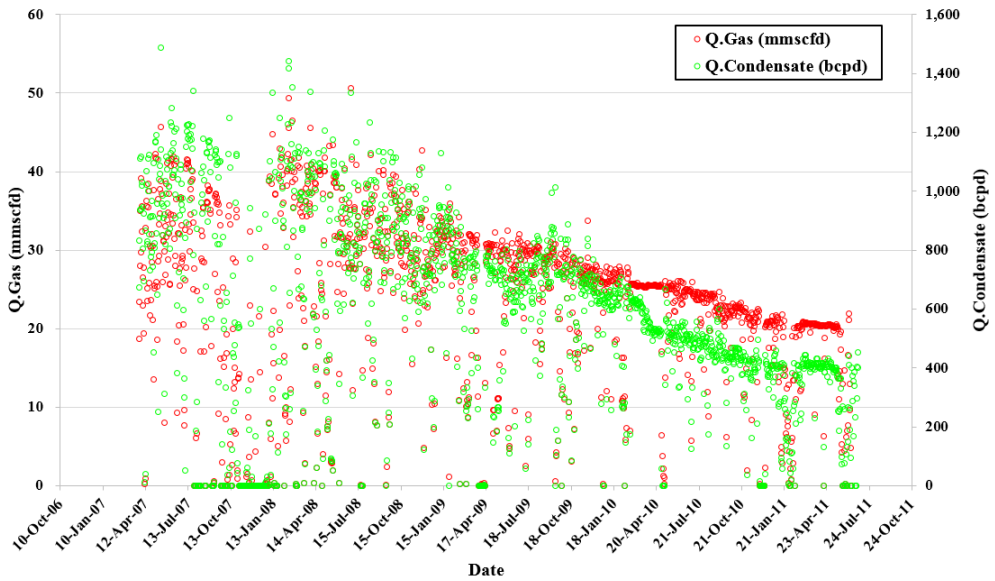


Fig. 3.9 Allocated production rate of well I-4P.

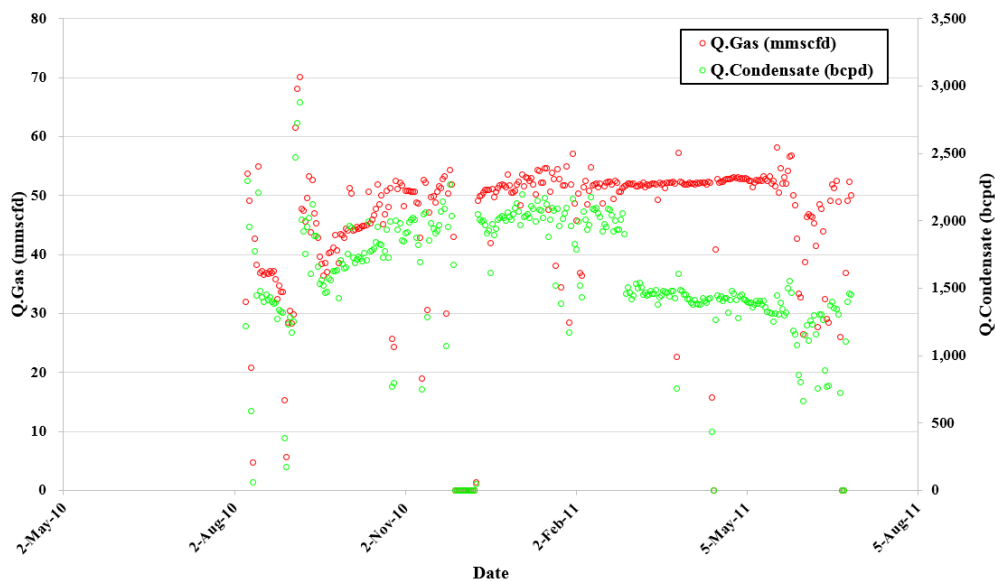


Fig. 3.10 Allocated production rate of well I-5P.

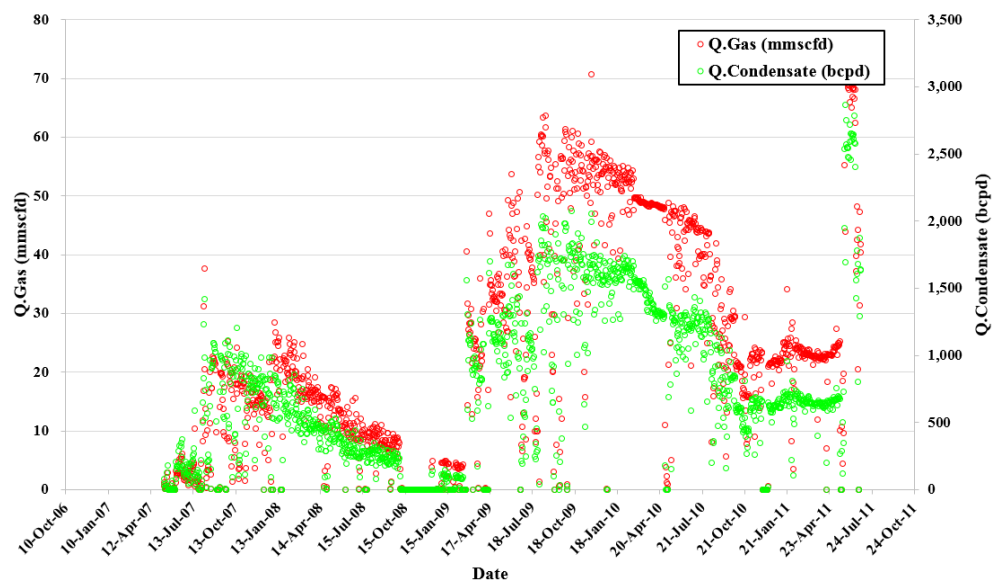


Fig. 3.11 Allocated production rate of well II-1P.

위의 Fig. 3.11에서 보여지는 생산량의 급격한 변화는 저류층의 생산 능력 변화에 의해서가 아니고 수요처의 계절적 수요량 변화에 따라 인위적으로 생산량을 조절함에 따른 것이다.

3.2.2. 컨덴세이트 बैं킹

가스전의 저류층 압력이 이슬점 압력 보다 상당히 높을 경우, 생산이 진행됨에 따라 일반적으로 가스-컨덴세이트비(Gas-Condensate Ratio, CGR)가 생산 초기에는 서서히 상승하다가 다시 계속 꾸준히 감소하는 경향을 나타낸다. 이는 저류층 압력이 감소하여 이슬점 압력 근처에 이르면 저류층 내부에 이미 컨덴세이트가 생성되고 있어 지상으로 산출되는 컨덴세이트의 양이 감소하기 때문이다. 저류층 내부에서 이렇게 생성된 컨덴세이트 (컨덴세이트 बैं킹)가 유동을 방해하여 가스 생산성이 급격히 떨어진다(Afidick 등, 1994).

Fig. 3.12에서 Fig. 3.17까지는 본 가스전에서 산출된 생산량을 바탕으로 각 생산정에서의 시간의 경과에 따른 CGR의 변화를 보여준다. 모든 생산정에서 작은 변화들이 있으나 전반적으로 생산이 진행됨에 따라 CGR은 처음부터 감소하는 경향을 보인다. 이는 Table 2.7에서 나타난 바와 같이 저류층 초기 압력과 이슬점 압력이 비슷한 수준에 있어 생산이 개시되면 단시일 내에 생산정 근처의 저류층 압력이 이슬점 압력 이하로 내려가기 때문이다. 저류층 압력이 이슬점 압력 이하로 떨어짐에 따라 발생 가능한 컨덴세이트 बैं킹 문제가 발생할 수 있으나 생산 거동을 분석해본 결과 생산량이나 정두압의 급격한 감소 경향이 관찰되지 않고 있다. 이전 사례(Afidick 등, 1994)인 인도네시아 Arun 가스전과 비교했을 경우, 이슬점 압력 근처에서 급격한 생산성 감소는 일어나지 않고 있다. 이는 CGR이 낮은 가스전의 경우에는 컨덴세이트 बैं킹이 생산성 저하에 크게 영향을 미치지 않는 것으로 보여진다. 생산정 II-1P에서의 급격한 생산량 변화는 계절적 가스 수요 변화에 따른 인위적 생산량 조절에 의한 것이다.

실제로 대상 가스전의 평균 CGR은 15 ~ 30 stb/mmscf의 범위로 Afidick의 연구 대상이었던 인도네시아 Arun 가스전 (CGR 65 stb/mmscf 이상)의 경우처럼 컨덴세이트 생산량이 많지 않다.

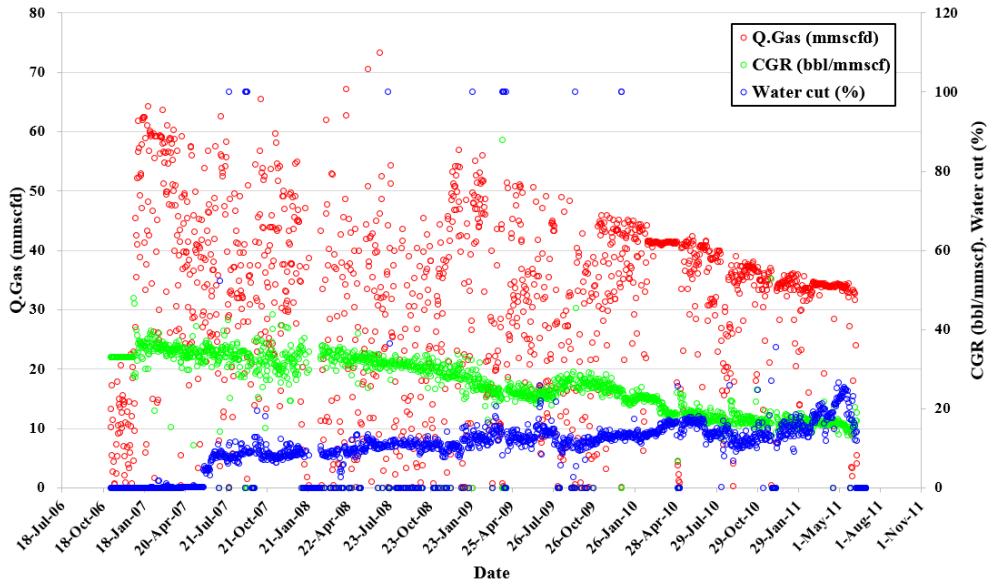


Fig. 3.12 CGR history of well I-1P.

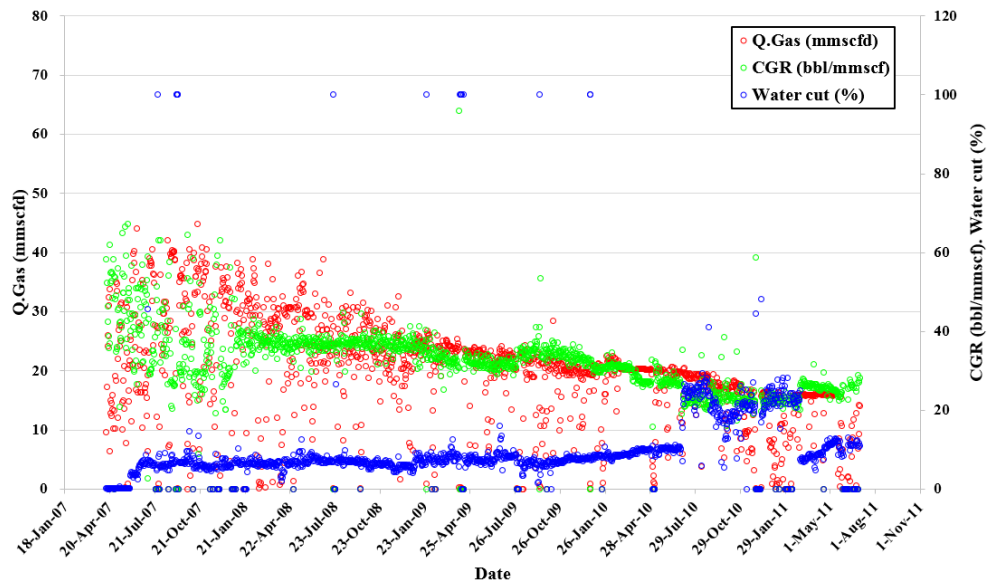


Fig. 3.13 CGR history of well I-2P.

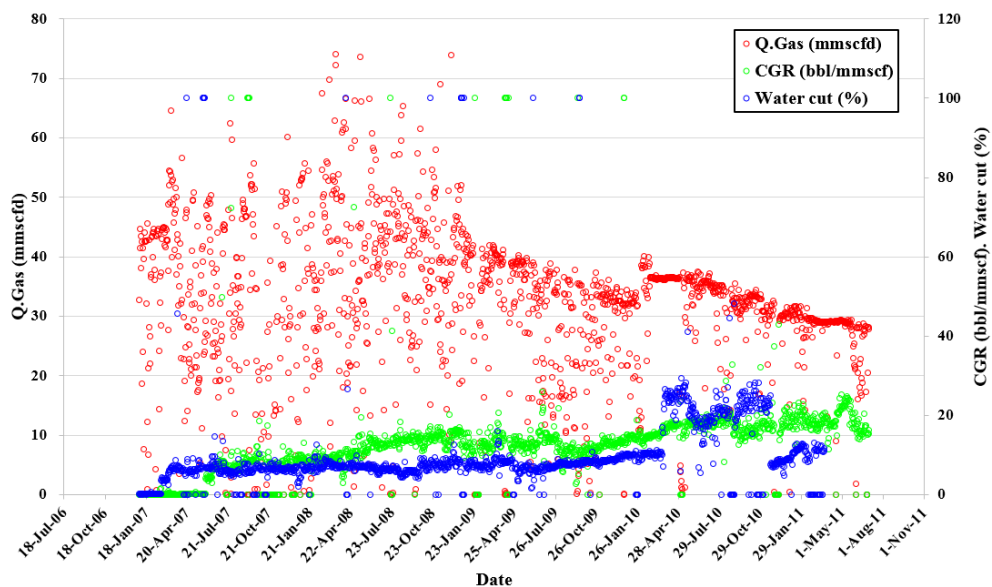


Fig. 3.14 CGR history of well I-3P.

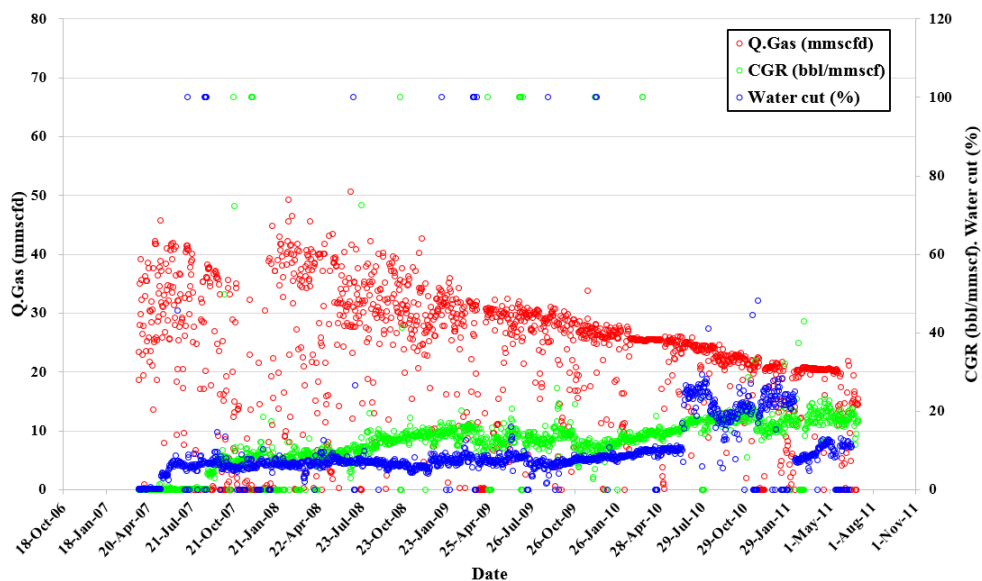


Fig. 3.15 CGR history of well I-4P.

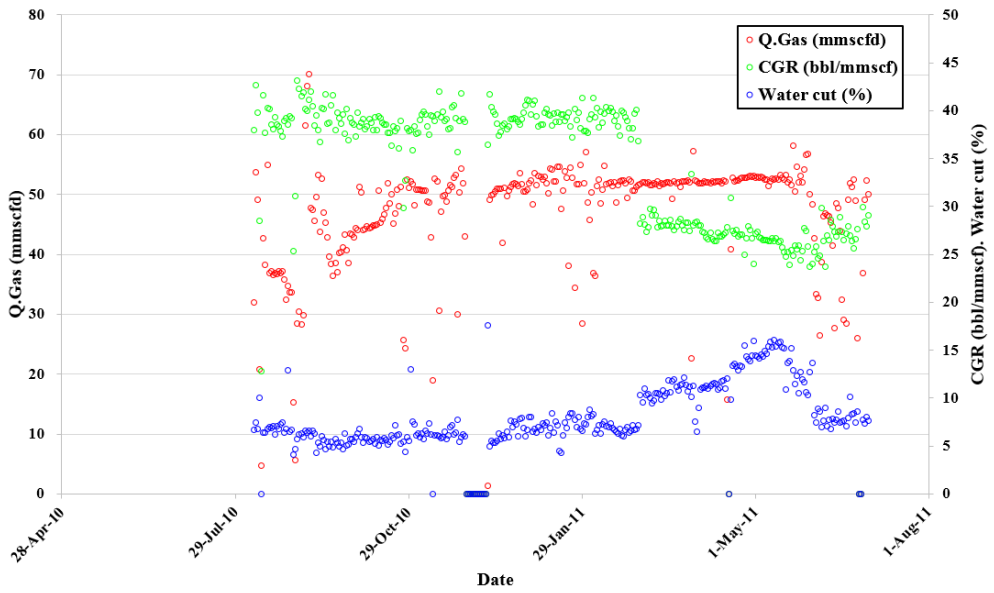


Fig. 3.16 CGR history of well I-5P.

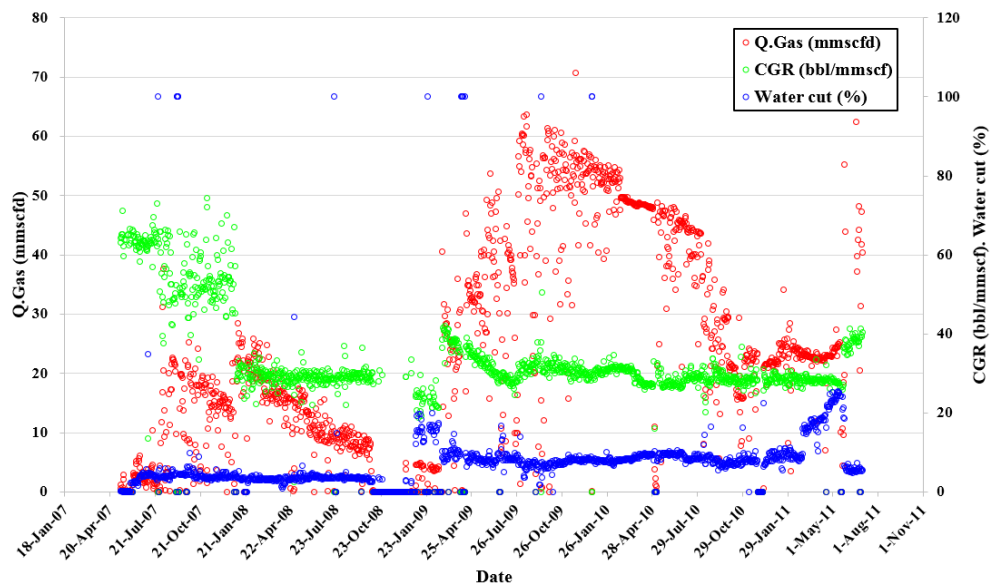


Fig. 3.17 CGR history of well II-1P.

3.2.3. 생산 튜빙 내 액체기둥 축적

II-1P 생산정에서는 여러 저류층 구간을 다른 시기에 천공하여 생산하고 있다. Fig. 3.18은 각 저류층의 천공 시점을 나타낸 것이며 이 그림에서 화살표로 표기된 것은 뒤에서 설명할 관상유동 상용시뮬레이터(OLGA; developed by SLT) 운용 시점을 나타낸 것이다.

D3/D4/D5 저류층을 처음 천공한 (2007년 5월 15일) 이후 이들 층으로부터 5.9 bscf의 누적량을 생산하였다. 지질모델에 따르면 이들 3개 저류층의 원시가스부존량 합은 49.5 bscf (D3 13.4 bscf + D4 14.2 bscf + D5 21.9 bscf)이다. 이 수치를 고려할 경우 원시부존량의 12% 정도 밖에 생산하지 않은 상황에서 발생하기 힘든 현상이나 실제로 Fig. 3.19과 같이 정저압이 일정 수준으로 떨어져 더 이상 생산을 할 수 없게 되었다. 물리검층 등의 자료로 계산된 저류층의 물성으로 보아 이러한 급격한 압력감소는 저류층 물성 보다는 다른 요소가 영향을 미친 것으로 판단된다.

이후 생산량 증대를 위해 상부층, 즉 D1과 C1을 순차적으로 천공하여 생산하였다. 지질모델 수립시 도출한 D1과 C1의 원시가스부존량은 각각 79.1 bscf, 38.2 bscf로서 C1층이 D1층의 약 48%로서 절반에도 미치지 못하며, MDT(Modular Dynamic Formation Test)를 통하여 취득한 자료에 따르면 유동도는 C1층이 62.5 mD/cp, D1층이 45.5 mD/cp로서 큰 차이를 보이지 않고 있다. 그러나 비슷한 누적생산량을 생산하는 동안의 압력감소는 오히려 반대의 비정상적 경향을 보인다. Fig. 3.19에서 녹색 실선으로 표시된 기울기는 시간의 경과에 따른 정저 유동압의 감소 경향을 보여준다. 이 기울기가 급할수록 저류층 에너지가 빠르게 소진됨을 나타낸다. D1층을 생산시 정저압 감소 경향은 평균 9.0 psi/day로서 C1층의 2.1 psi/day에 비하여 약 4.3배 더 빠른 것을 알 수 있다. 생산중 보여

준 압력 감소 경향 (기울기)으로 판단하였을 때는 2개 저류층 모두 그렇게 양호한 저류층이라고 볼 수는 없다.

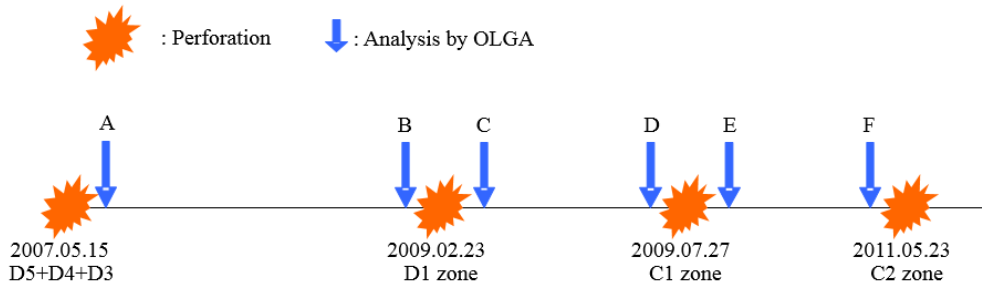


Fig. 3.18 Timeline of perforation and OLGA analysis on well II-1P.

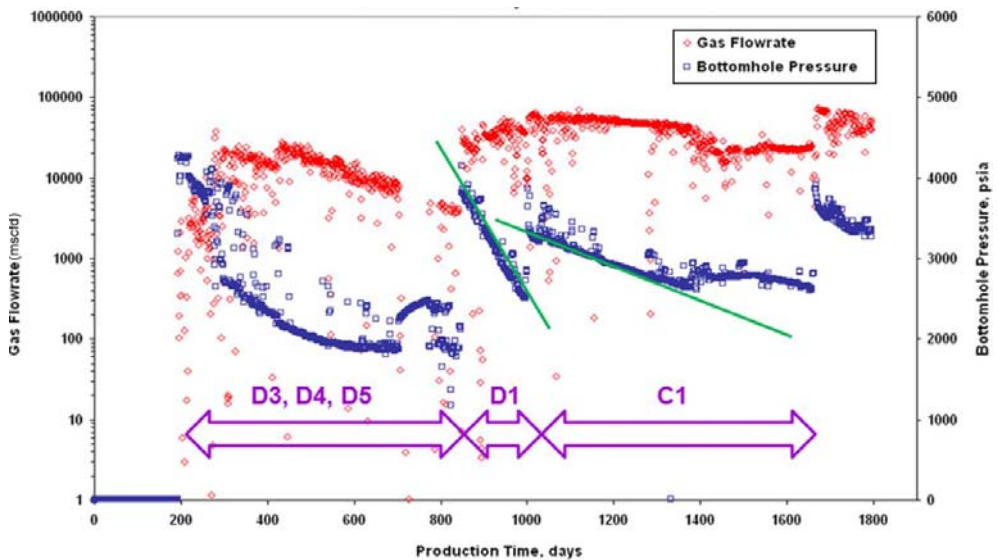


Fig. 3.19 Production and BHP behaviors of well II-1P with perforations.

MDT는 저류층의 특정 지점에 대하여 측정된 유동도로서 그 저류층 물성을 대표하기는 불완전하나, Table 2.5의 압력천이분석에서 나타난 유체투과율과 대비해보면 이 역시 C1층과 D1층은 비슷한 유동 특성을 보여야할 것으로 보인다. 이러한 비정상적 현상들에 대해 아래와 같이 추론 해석하였다.

○ D3, D4, D5층 생산 시 저류층 압력이 층별로 다른 경향으로 감소하면서 생산정내 액체기동이 생성되었다.

○ D1 천공이후 다량의 가스가 하부층으로 유입되는 과정에서 액체기동이 완화되었고, D1의 상당량의 가스는 지표뿐 아니라 하부층으로 유동하였다 (교차유동).

○ D1 압력감소에 따라 액체기동이 생성되었고 C1층 천공에 따라, 일부 교차유동이 D1, D3, D4, D5층으로 발생하였으나 상당량이 이전 D1층 천공이후 압력이 보충되었으므로 C1층의 가스는 대부분은 지표로 생산되었다.

이상의 설명을 수치적으로 구현하면서 타당성을 검증하였다. 이 검증은 OLGA를 활용하였고 아래의 Fig. 3.20부터 Fig. 3.25까지와 같은 결과를 통해 앞서 추론한 해석이 실제 현상과 부합함을 확인하였다.

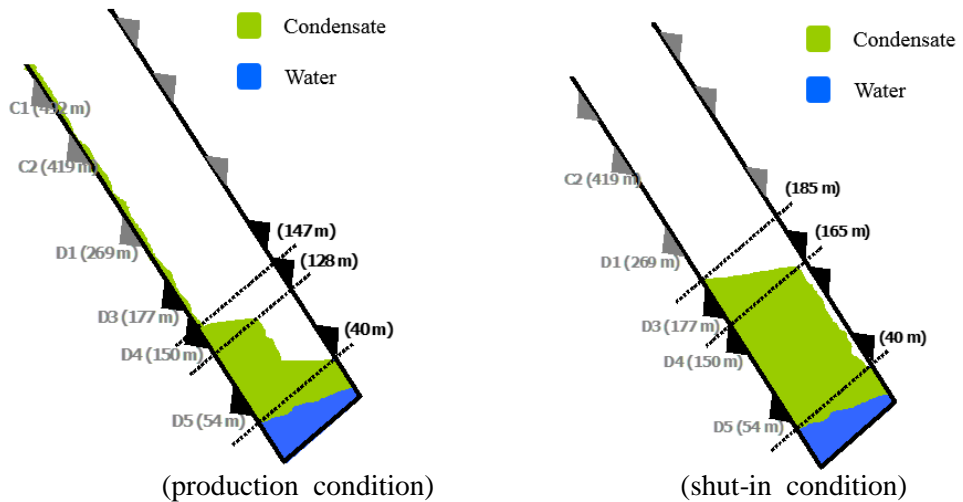


Fig. 3.20 Liquid Column in wellbore after perforation of zone D5/D4/D3, described by OLGA at the time of A point in Fig. 3.18.

위의 Fig. 3.20의 왼쪽 그림에서 보여지는 바와 같이 D3/D4/D5층을 천공직후 생산을 개시하면 지층수와 컨덴세이트가 생산되어 일부는 정저에 축적된다. 이러한 초기에 잠정폐쇄한 상태에서는 오른쪽 그림과 같이 나타난다.

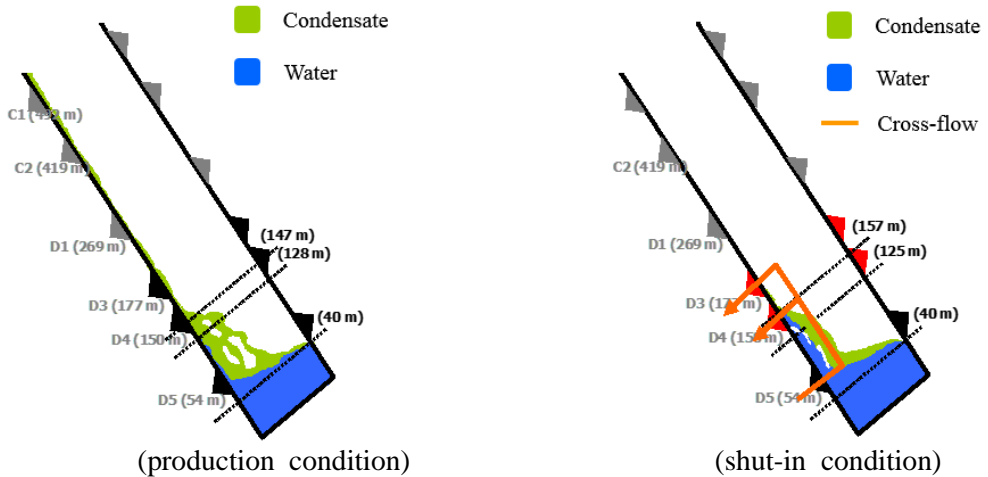


Fig. 3.21 Liquid Column in wellbore before perforation of zone D1,
described by OLGA at the time of B point in Fig. 3.18.

Fig. 3.21은 D3/D4/D5층 천공 후 생산을 일정 기간 지속한 상황에서 D1층을 천공하기 직전의 상태를 묘사한 것이다. 생산이 지속됨에 따라 정저에서 지층수는 조금씩 쌓여가나 컨덴세이트는 대부분 지상으로 생산되고 있다. 어느 정도 생산이 진행되면 물성 차이에 의해서 층별로 압력 (저류층 에너지)의 소모가 다르게 나타났다. 이런 상태에서 잠정폐쇄할 경우 Fig. 3.21의 오른쪽 그림과 같이 에너지가 덜 소모된 D5층에서 에너지가 더 소모된 D3 및 D4 층으로 유체가 일부 이동하여 압력의 균형을 유지하려 한다. 저류층 에너지가 많이 소모되었다는 것은 그 층의 탄화수소를 그만큼 더 생산했다는 의미가 된다. 그림에서 빨간색으로 표시된 층들이 상대적으로 더 에너지를 소모한 층을 표시한다,

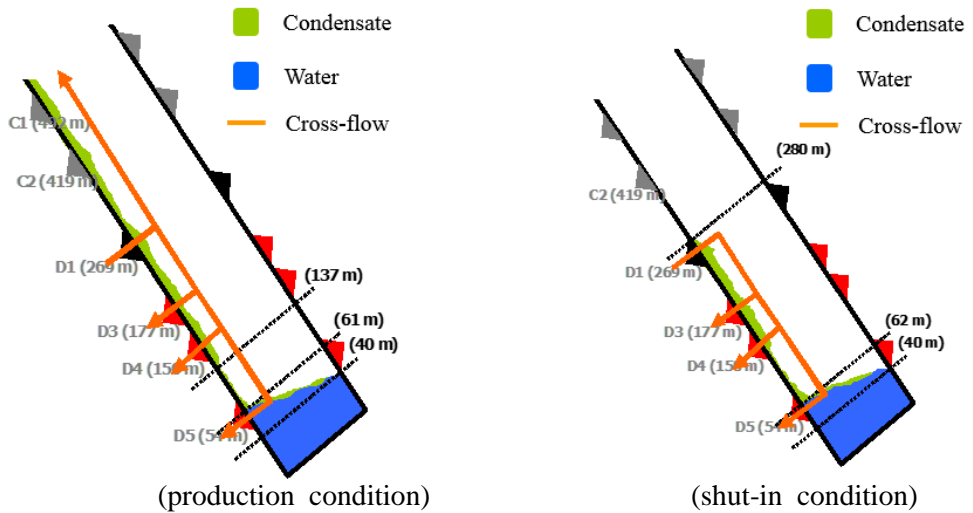


Fig. 3.22 Liquid Column in wellbore after perforation of zone D1, described by OLGA at the time of C point in Fig. 3.18.

D1층을 천공하면 동 층의 탄화수소는 지상으로 생산되나 일부는 하부층으로 이동한다. 따라서 지상에서 관측된 생산량에 비하여 압력 감소 경향이 심하다.

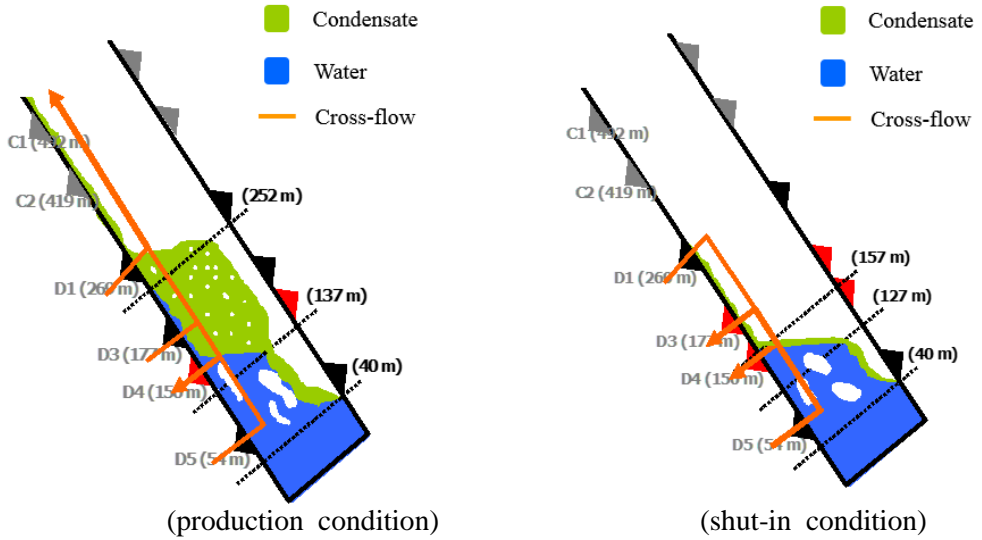


Fig. 3.23 Liquid Column in wellbore before perforation of zone C1, described by OLGA at the time of D point in Fig. 3.18.

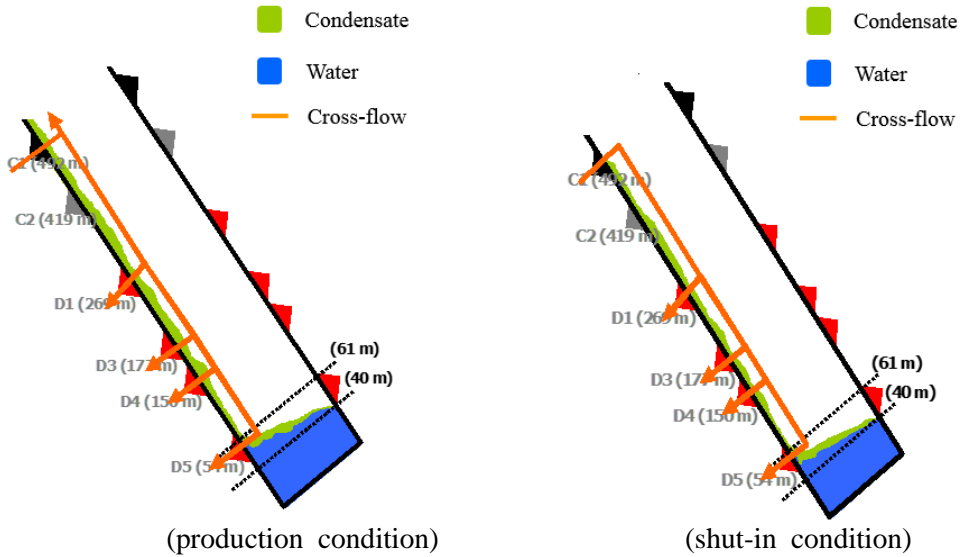


Fig. 3.24 Liquid Column in wellbore after perforation of zone C1, described by OLGA at the time of E point in Fig. 3.18.

C1층을 천공한 후에도 D1층 천공 후와 비슷한 현상이 나타나나 이미 D1층으로부터 압력이 보충되었으므로 C1층 생산시에는 압력 감소 경향이 빠르지 않다. 그림에서 나타나는 바와 같이 하부층들은 액체 기둥에 의해 차단되어 있고 주로 C1층에서 생산이 이루어진다. 그러나 지상에서 관찰된 가스가 C1층 뿐만 아니라 다른 여러 층으로부터 같이 생산된 것으로 해석할 경우 즉, C1층의 가스가 아직 많이 잔존하고 있다고 판단하여 추가 시추 및 추가 천공 작업에서 잘못된 판단을 할 가능성이 있다.

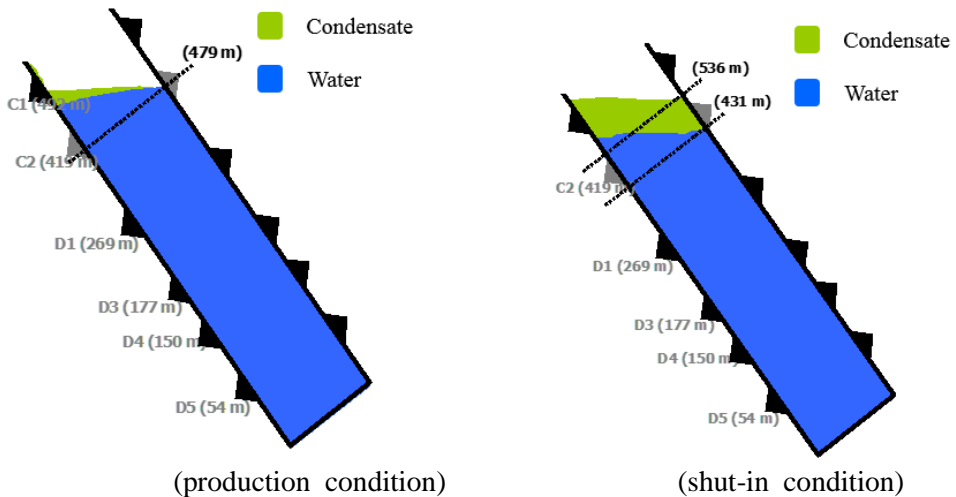


Fig. 3.25 Liquid Column in wellbore before C2 zone perforation, described by OLGA at the time of F point in Fig. 3.18.

4. 시뮬레이션 모델 수립

4.1. 지질모델

본 가스전의 경우, 지질/지구물리 자료 기반의 지질모델을 생산 자료를 통해 검증하고자 하였다. Fig. 4.1은 지질모델과 저류층 시뮬레이션 모델, 그리고 실제 생산동향과의 관계, 즉, 모델을 단계적으로 구축하는 과정에서, 생산 자료를 통한 히스토리 매칭 시, 원시부존량의 중요성을 설명하고 있다. 지질모델에서의 원시부존량이 합리적으로 설정이 될 경우 Fig. 4.1의 내부 순환 과정을 따라 모델을 업데이트할 수 있으나 그렇지 않은 경우 지질모델을 수정하여야 한다. 이러한 시행착오를 없애기 위해, 지질모델 구축단계부터 생산 자료를 활용하고자 하였다.

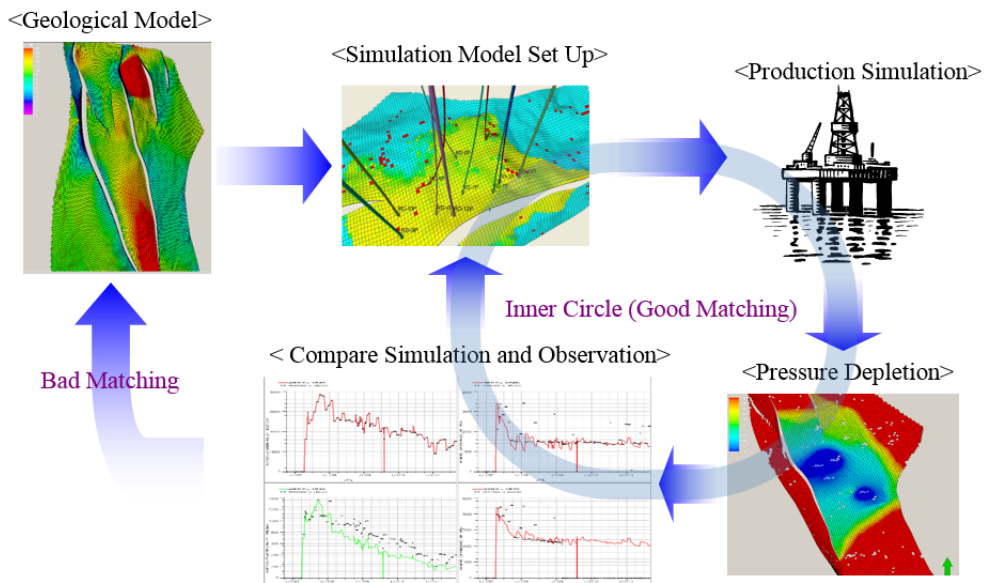


Fig. 4.1 Effect of GIIP on the history matching process.

4.1.1. 원시가스부존량 도출

정부 관련 규정에 따라 원시가스부존량을 몬테카를로(Monte-Carlo)기법으로 산정하였고 이에 해당하는 시물레이션 지질모델을 구축하였다. SPE OGRC (2011) 및 국내 자원량 분류기준(성원모 등, 2009)과 달리, 산유국 정부의 가이드라인을 따라 원시부존량을 분류하였다.

Fig. 4.2는 몬테카를로 기법과 지질모델 구축의 관계를 개념적으로 보여준다. 몬테카를로 시물레이션으로 도출한 결과는 3차원 지구통계 기법 기반의 지질모델 결과와의 유사성을 확인한 뒤 지질모델을 구축하였다. 본 가스전이 위치하고 있는 산유국 정부에서는 공식적으로, 저류층 시물레이션에 의한 원시부존량보다 몬테카를로 시물레이션으로 도출한 결과를 더 신뢰성 있게 인정한다. 따라서 산유국 정부에 대하여, 시물레이션 결과의 신뢰성 제고를 위해서는 지질 모델에 의한 원시부존량과 몬테카를로 기법에 의한 양과 일치성으로 보여주어야 한다.

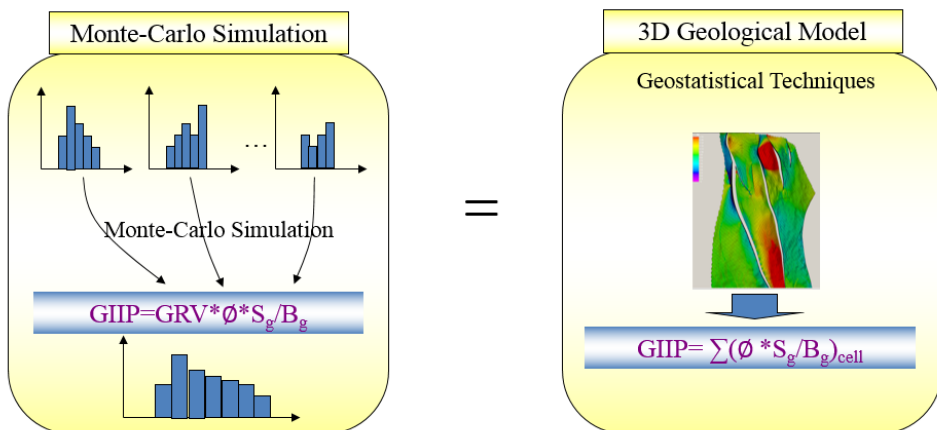


Fig. 4.2 Diagrams of Monte-Carlo simulation and geological model.

탐사정과 생산정의 물리검층으로부터 공극률, 수포화도를 도출하였고 이를 바탕으로 아래의 식 (4.1)로부터 각각의 저류층별로 원시가스부존량을 도출한다.

$$GIIP = V_{bulk} \phi (1 - S_w) / B_g \quad (4.1)$$

여기서 구조적 불확실성에 따라 Fig. 4.3와 같이 분류하여 몬테카를로 기법을 적용하였다. 이는 Fig. 4.3(a)처럼 가스-물 경계(Gas-Water Contact, GWC)가 알려진 경우 생산 여부에 따라 P1과 P2로 분류하였다. 그리고 Fig. 4.3(b)와 같이 GWC가 없는 경우에는 SPP(spill point)를 P3의 경계로 잡은 뒤 생산여부에 따라 각각 GDT(Gas Down To)에 따라 P1과 P2를 설정하였고, 생산하는 경우 P2는 P1과 P3의 중간지점으로 설정하였다. 이 분류를 통해 대상가스전의 모든 경우를 포함하였고 각각의 구조에 대한 체적을 P1, P2, P3에 활용하였다. 물리검층 자료를 활용하여 구한 특정 지점에서의 공극률과 포화도로부터 각각의 확률밀도함수를 구하여 각각 P1, P2, P3에 대해 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 적용하여 원시가스부존량을 도출하였다. CIIP(Condensate Initially In-Place)는 초기 생산된 컨덴세이트-가스비의 범위를 몬테카를로 시뮬레이션의 입력변수로 활용하였다.

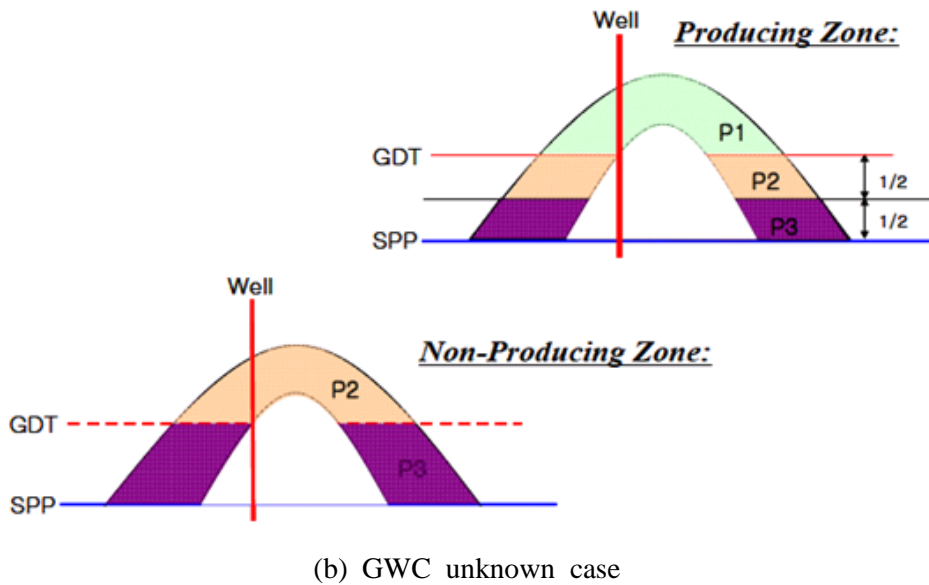
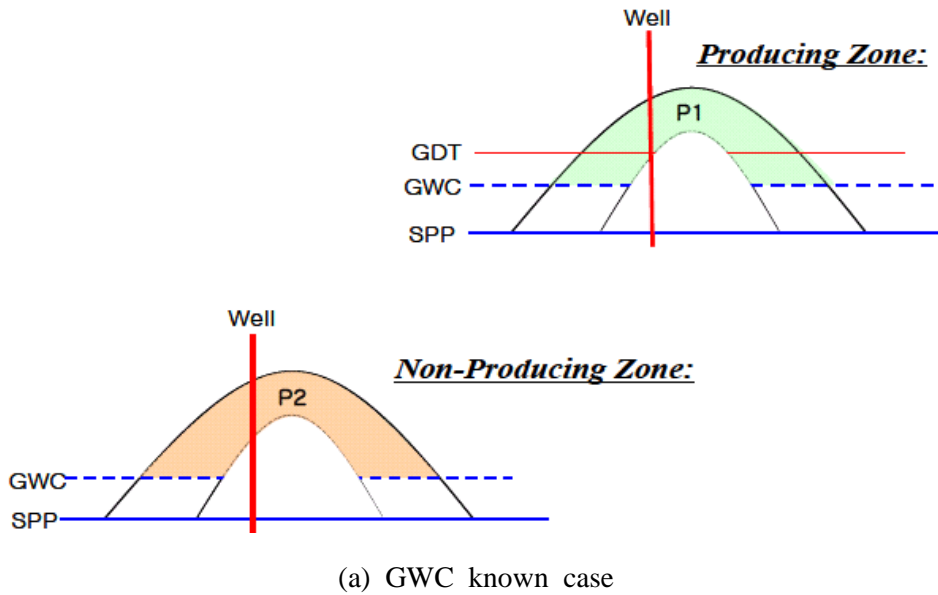


Fig. 4.3 GIIP category by reservoir structure, officially recognized by the government authority.

4.1.2. 지질모델 구축

지질모델 구축 시 지질/지구물리 자료가 주로 활용되지만 본 가스전에서 약 5년간의 생산 자료가 있으므로 이를 활용하여 지질모델을 검증하고자 하였다. 탄성과 자료로부터 구조 모델링을 수행하였고 물성 모델링에는 Table 4.1의 지구통계 기법을 활용하였다(최종근, 2014). 여기서 우선적으로 Fig. 4.2과 같이 몬테카를로 시뮬레이션으로부터 도출한 원시 가스부존량이 지질모델을 통해 구현한 원시가스부존량에 부합하는지 여부를 판단한 후 생산 자료를 통한 검증을 수행하였다.

Table 4.1 Applied methodologies for reservoir property modeling

Property	Methodology
Porosity (PHIE)	Sequential Gaussian Simulation (SGS) Co-krigging to GI porosity (seismic inversion porosity)
Clay volume (Vcl) Gas saturation (Sg)	Sequential Gaussian simulation Co-krigging with effective porosity model
Permeability (k)	Porosity (PHIE) - Permeability (k) relationship

상기 방법들은 시뮬레이터의 모듈들에서 선택하는 옵션들이다. 공극률은 평균과 분산이 보존되는 SGS(Sequential Gaussian Simulation)로 생성하여 시뮬레이션 입력 변수로 사용하여 지질 모델의 원시부존량 계산에 사용하였다. 가스 포화도(gas saturation)는 공극률을 2차 변수로 하는 코크리깅(Co-krigging)을 함으로써 공극률 변화만큼의 공간적 변화 가능성을 허용한 것이고, 마찬가지로 원시부존량 계산 및 시뮬레이션 변수로 활용되었다. 유체투과율은 공극율과 연관하여 변화되게 코어자료로부터

획득한 그 관계를 활용하였다. 유체투과율의 로그 값이 공극율과 선형관계를 보인다. 점토 부피(clay volume)는 암석의 광물 구성에 관련된 사항으로서 그 수치가 일정한 한계를 넘으면 컷오프 시켜서 처리된다.

앞서 설명한 생산량 산출 결과를 활용하여 도출된 원시가스부존량을 물질평형방정식(강주명, 2009; Siddiqui et al. 2010)으로 검증하고자 하였다. 가장 최근에 생산을 시작한 I 구조의 생산정 (I-5P)의 생산량 및 유정 잠정폐쇄(shut-in) 압력을 바탕으로 입력변수 및 지질모델의 결과와 비교하였다. 이 생산정의 경우에는 분석 시점을 기준으로 해당 저류층 및 생산정이 각각 하나이며 Fig. 4.4는 해당 생산정 구조(schematic), Fig. 4.5는 생산이력을 도시하고 있다. Fig. 4.5에서 운영상 이유로 7일간 잠정폐쇄한 압력 (그림에서 A로 표시된 부분의 최고 압력)을 Fig. 4.4의 생산정 구조 형태에 따라 보정하여 건성 가스(dry gas)에 적용되는 물질평형방정식 (식 4.2)을 적용하였다.

$$P/z = P_i/z_i(1 - \frac{G_p}{G}) \quad (4.2)$$

Fig. 4.6는 지질모델에서의 원시가스부존량 추론 결과와 물질평형기법 적용 시의 원시가스부존량을 비교하고 있다. 적용한 압력이 유정 잠정폐쇄 압력이므로 압력천이거동 기반의 평균 저류층 압력과 다를 수 있다. 그러나 저류층의 유체투과율 (약 20mD)이 가스층으로는 양호하고 잠정폐쇄기간 7일은 충분히 압력을 회복할 수 있는 기간임을 고려하여 동 접근방법이 타당하다고 판단하였다. 그림에서 보는 바와 같이 지구통계 기반과 물질평형 기반의 원시가스부존량 값들이 서로 유사함을 알 수 있

다. 여기서 초기 저류층 압력과 z-factor는 시추 자료 즉, MDT 자료와 PVT 분석결과를 활용하였다.

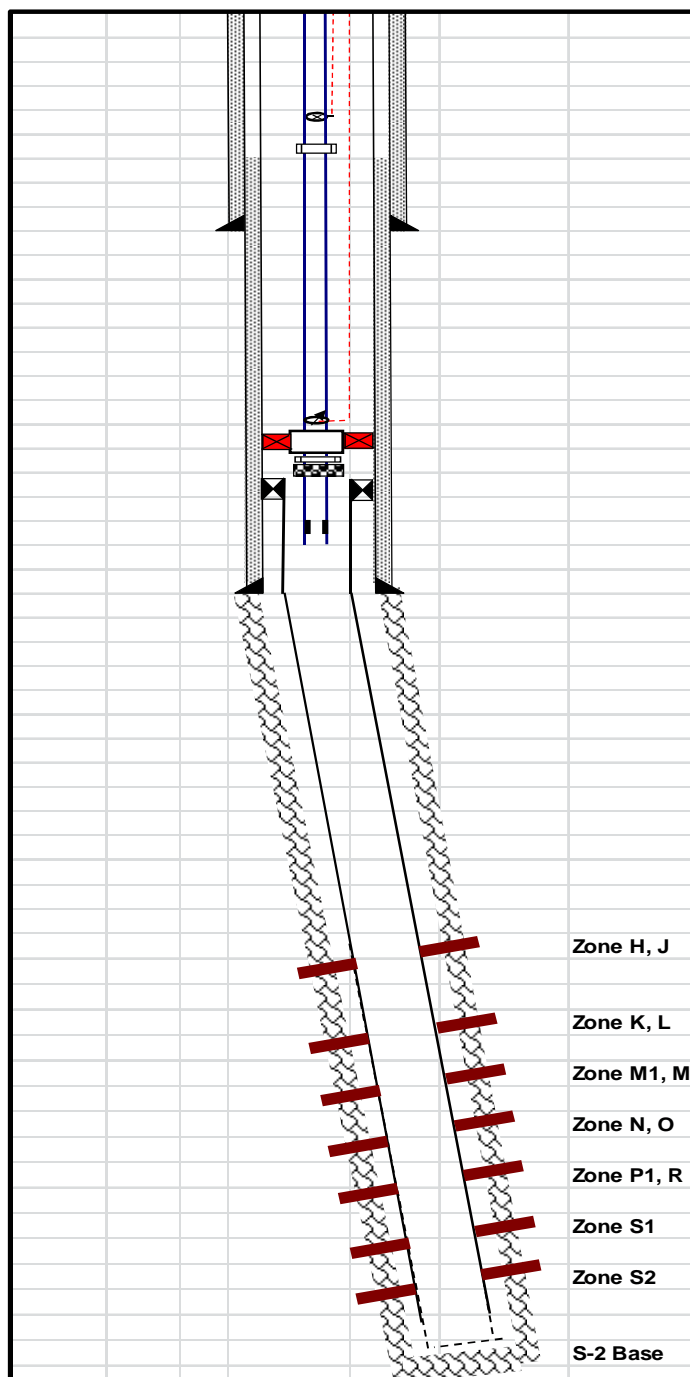


Fig. 4.4 Schematic diagram of well I-5P.

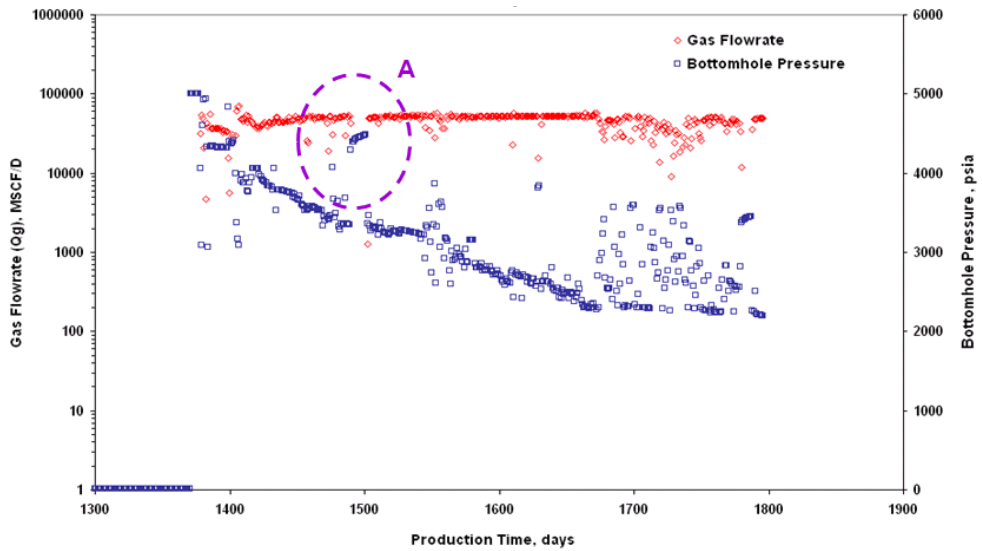


Fig. 4.5 Production history of well I-5P showing BHP behavior during shut-in period due to operation problem.

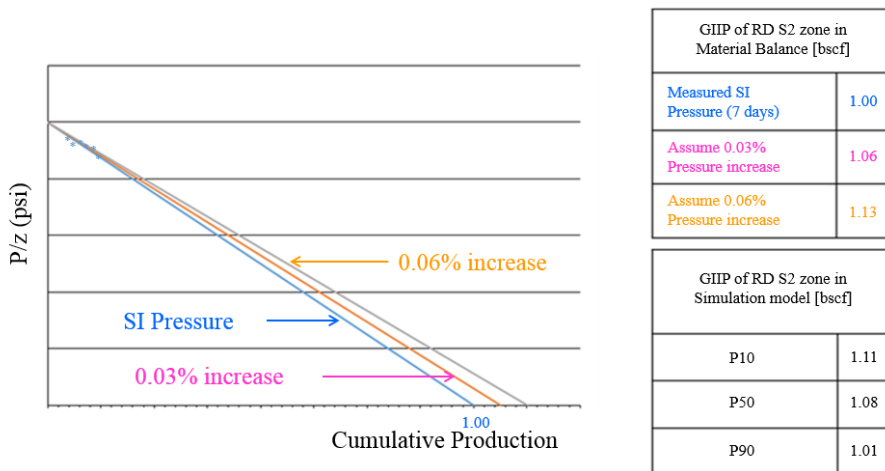


Fig. 4.6 GIIP comparison between geological model and material balance of S2 zone.

이와 같은 방법을 다른 다수의 생산정으로 생산하는 다른 저류층에 적용하였다. 특히, I-1P와 I-3P의 경우 다층생산 방식이므로 이들 생산정은 생산검층 결과를 이용, 전체 생산 중 해당 저류층의 생산비율을 각 40%를 적용하여 누적 생산량을 계산하였다. Table 4.2에는 생산검층 결과를 나타내었다.

저류층 압력의 경우에는 초기압력은 MDT, 현재 저류층 압력은 이전 경우와 동일하게 적용하였다. 이 경우 유정 잠정폐쇄 압력으로 추론한 원시가스부존량과 대략 20% 정도의 차이를 보이는데 이를 바탕으로 대상 저류층이 수직으로 인접한 다른 저류층과 서로 교류함을 확인할 수 있다. 몬테카를로 시뮬레이션 결과에 의한 원시부존량을 비교해보면 대상 저류층의 경우 Fig. 4.7의 상대치로 환산 시 79%, 인접 저류층의 경우 23%에 해당한다. 따라서 해당 저류층과 인접 저류층은 저류층내에서 교류하면서 생산할 수 있음을 추론할 수 있었다. 물론 상기 두 수치의 합이 정확히 100%가 되지 않지만 이 정도의 오차는 충분히 용인될 수 있다.

Table 4.2 PLT results for zonal distribution in well I-1P and I-3P

I-1P PLT Distribution Volume [%]					I-3P PLT Distribution Volume [%]	
Flowrate (mmscfd)	50	30	20	10	N zone	1%
N+O zones	43	35	19	0	O zone	43%
P zone	19	18	18	27	P zone	6%
S1 zone	39	47	63	73	S1 zone	50%

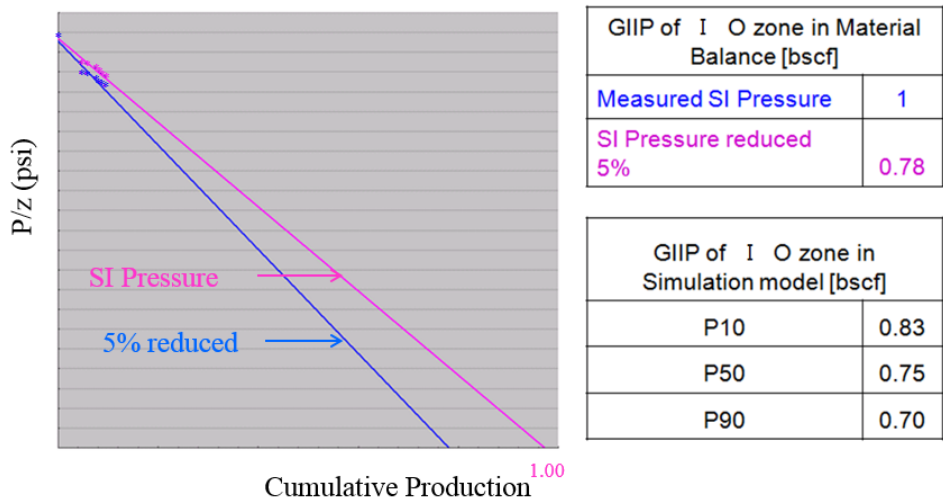


Fig. 4.7 GIIP comparison between geological model and material balance of O zone.

4.2. 저류층 거동 해석

4.2.1 저류층내 컨덴세이트 생성

앞서 ‘3.2.2절’에서 언급한 바와 같이 I 및 II 구조 모두 컨덴세이트 बैंकिंग이 심각하게 일어나지는 않지만 생산이 지속됨에 따라 컨덴세이트-가스비가 지속적으로 감소한다. 이는 가스-컨덴세이트 필드에서 일어나는 보편적인 현상으로 저류층 압력이 이슬점 압력 이하로 감소하면서 컨덴세이트 일부가 저류층내에서 생성됨에 따라 지표에서의 컨덴세이트 생산량이 상대적으로 감소함에 기인한다. Fig. 4.8은 이를 모식적으로 보여준다. 하지만, 앞서 검토한 바와 같이 컨덴세이트 생성으로 인한 생산성 감소는 거의 없는 것으로 파악되었다. 따라서 저류층 시뮬레이션시 이로 인한 물성변화를 고려할 필요가 없는 것으로 판단된다.

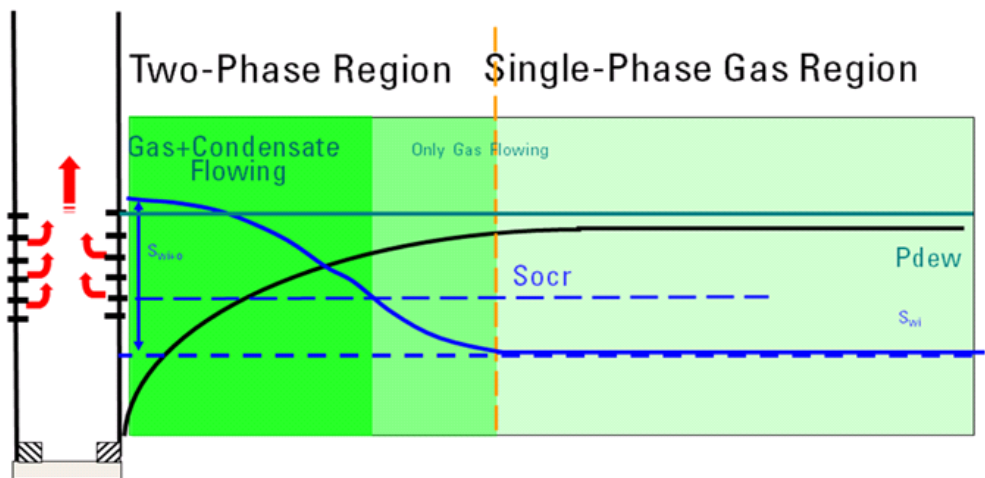


Fig. 4.8 Conceptual diagram of condensate banking in reservoir due to pressure depletion.

4.2.2 생산정내 유체의 저류층 침투

‘3.2.3절’에서 언급한 바와 같이, I 구조와 달리 II 구조의 경우 생산정 내 액체기둥 축적과 관련한 문제가 심각하게 발생한 것으로 예상된다. 생산정 운영 중 잠정폐쇄되는 경우 유동하던 3가지 유체 즉, 가스, 오일 (컨덴세이트), 물이 중력에 의해 재배치(recirculation)된다 (Soleimani and Valeeva, 2012). 이 기간 동안 축적된 액체기둥이 하부의 저류층을 막게 되고 하부층의 압력이 이를 극복하지 못할 경우 생산정내의 물 혹은 오일(컨덴세이트)이 저류층으로 침투하게 되어 저류층의 생산성을 저하시킨다.

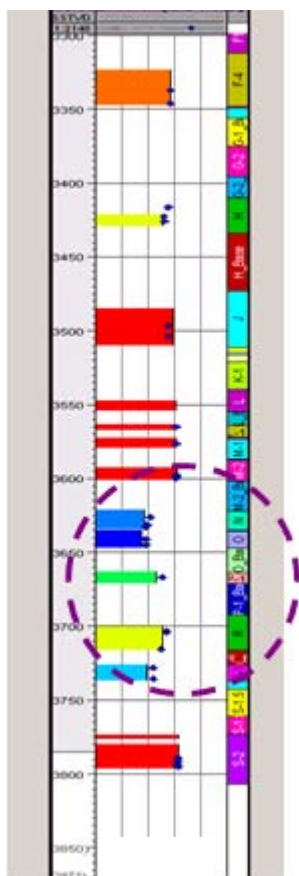
‘3장’의 Fig. 3-20부터 Fig. 3-25까지의 결과를 통해서 액체 기둥 축적과 교차 유동에 거동 해석이 물리적으로 성립할 수 있음을 확인하였고 이들 현상을 저류층 시뮬레이션에서 관련 스케줄 파일에서 인위적으로 수정하여 구현하였다. 즉, D3/D4/D5층과 D1층 생산기간 동안 교차유동을 허용하였고 C1층 생산기간 중에는 하부층들의 생산정 주변 격자들의 유동성을 0으로 처리하여 저류층을 제어하여 묘사하였다

4.3. 히스토리 매칭 결과

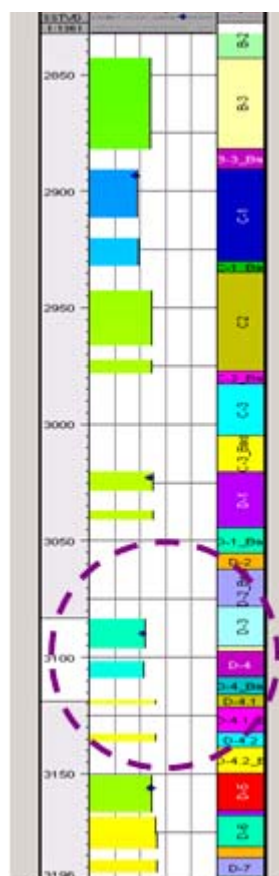
구축한 모델을 운용하여 매일 자정시점에서 관측한 압력과 생산량 산출로 구축된 생산 자료를 바탕으로 히스토리 매칭을 수행하였다. 구체적인 결과를 다음에 기술하였다.

4.3.1. MDT 결과

초기 생산정 시추 및 추가 시추에서 얻은 MDT 자료를 매칭한 결과를 도시하였다. 저류층 인자의 큰 변화 없이 아래의 Fig. 4.9와 같은 매칭된 결과를 얻었다. 앞서 설명하였듯이 본 가스전에서는 다층 동시생산 방식으로 생산하고 있고 각 생산정별, 층별 생산량을 직접 측정하지 않는다. Fig. 4.9와 Fig. 4.10의 결과는 생산정별 생산량 산출과 물리점층 자료에 의한 저류층별 물성 분포 그리고 저류층 거동 이해에 대한 내용이 서로 간에 일관성이 있음을 보여준다. 또한, 지질모델에서 산정한 저류층 크기, 즉 원시가스부존량이 실제 유동으로 충분히 설명되고 있음을 보여준다.



(a) well I-3P



(b) well I-4P

Fig. 4.9 MDT matching results of well I-3P and I-4P.

Depleted Reservoir Pressure ('10 infill drilling campaign)

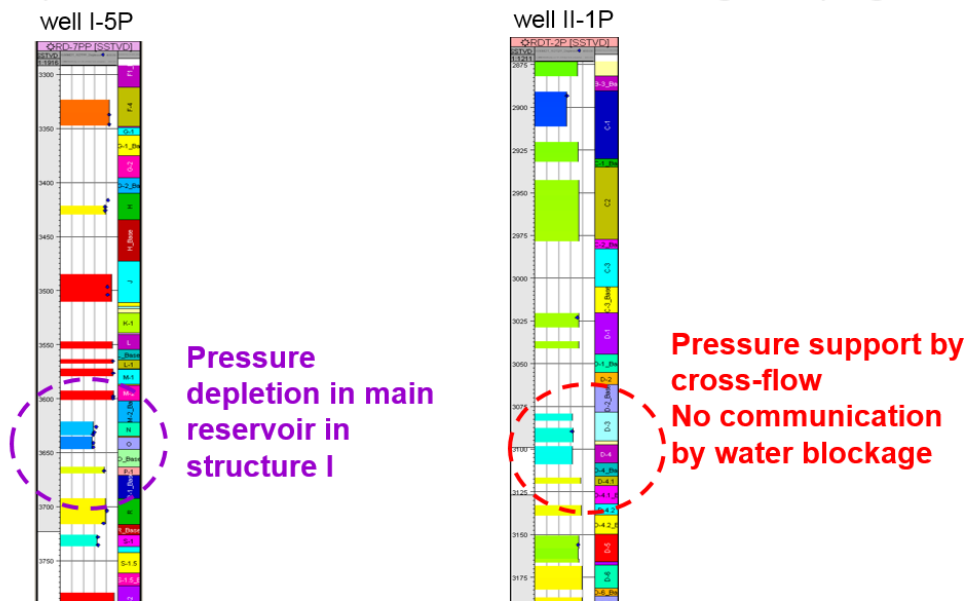


Fig. 4.10 MDT matching results of well I-5P and well II-1P.

4.3.2. 유동정저압 및 유동정두압

Fig. 4.11에서 Fig. 4.17은 관측한 유동압력 즉, 유동정저압과 유동정두압의 매칭 결과의 몇 가지 예를 보여준다. 전반적으로 관측한 압력과 시물레이션을 통해 계산한 압력이 유사한 범위 안에서 같은 경향을 보여주고 있다. 이로부터 기 생산구간의 저류층 거동을 충분히 잘 묘사하한다고 판단할 수 있고 이를 바탕으로 수행된 향후 거동예측이 신뢰할 수 있다. 특히 II 구조의 다층유동으로 인한 유동을 잘 설명하고 있음을 알 수 있다.

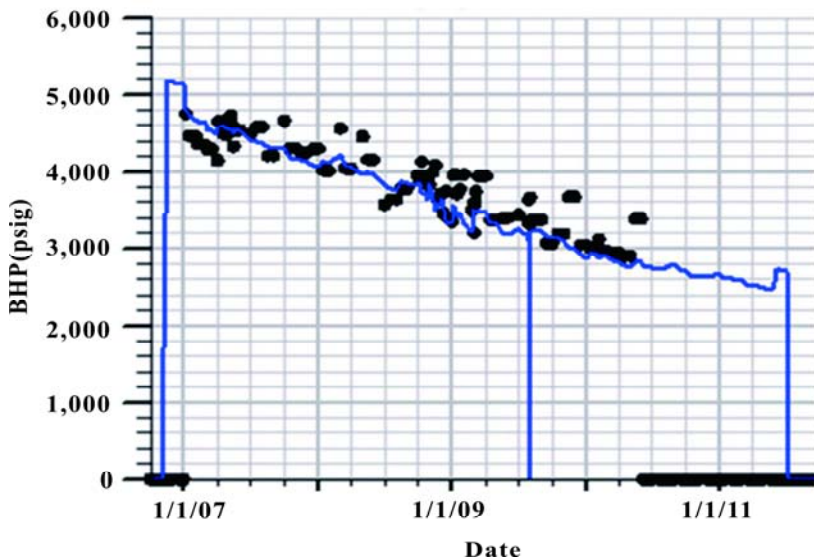


Fig. 4.11 Matching result of FBHP of well I-1P.

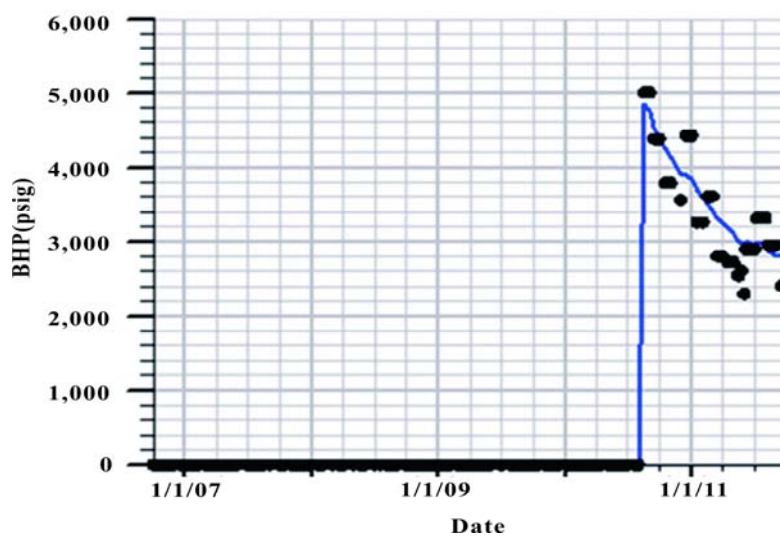


Fig. 4.12 Matching result of FBHP of well I-5P.

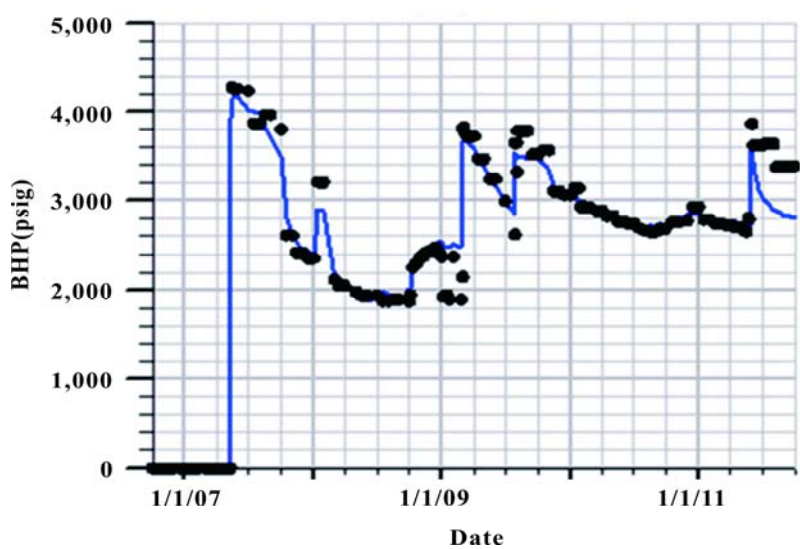


Fig. 4.13 Matching result of FBHP of well II-1P.

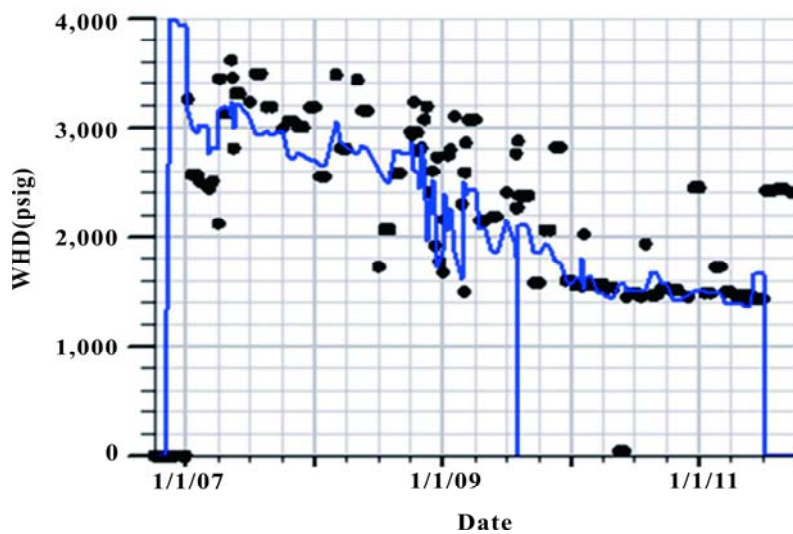


Fig. 4.14 Matching result of FWHP of well I-1P.

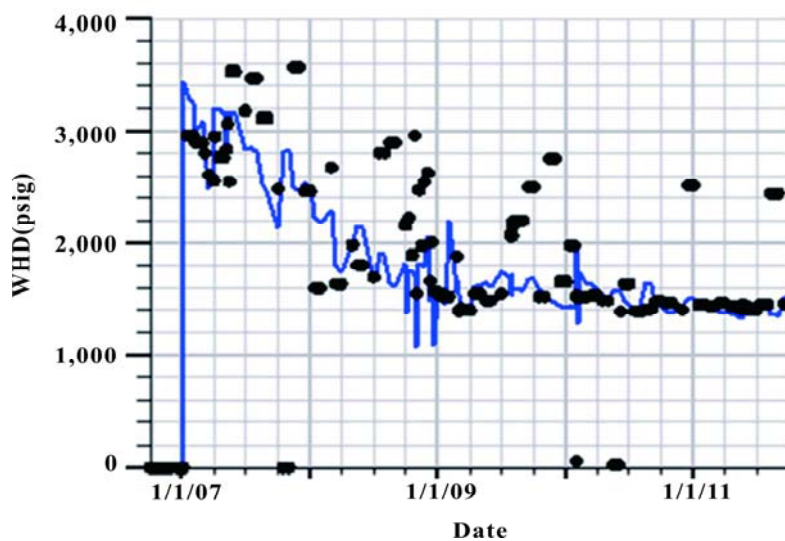


Fig. 4.15 Matching results of FWHP of well I-3P.

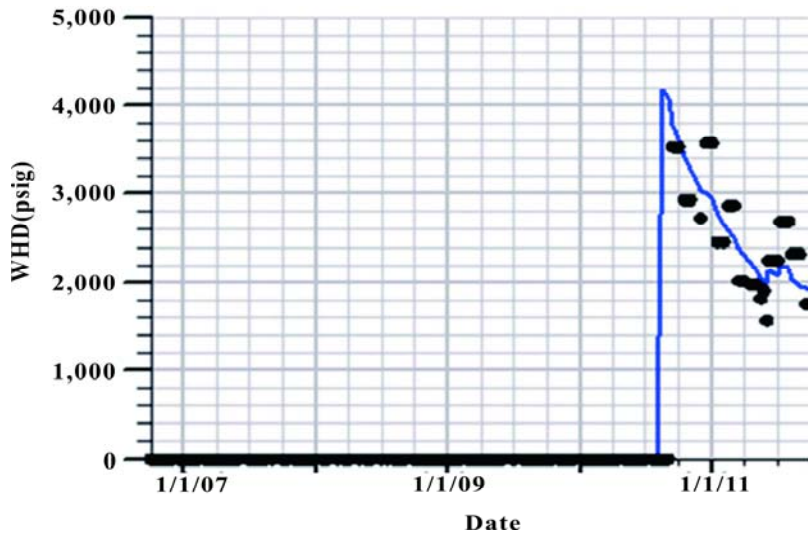


Fig. 4.16 Matching results of FWHP of well I-5P.

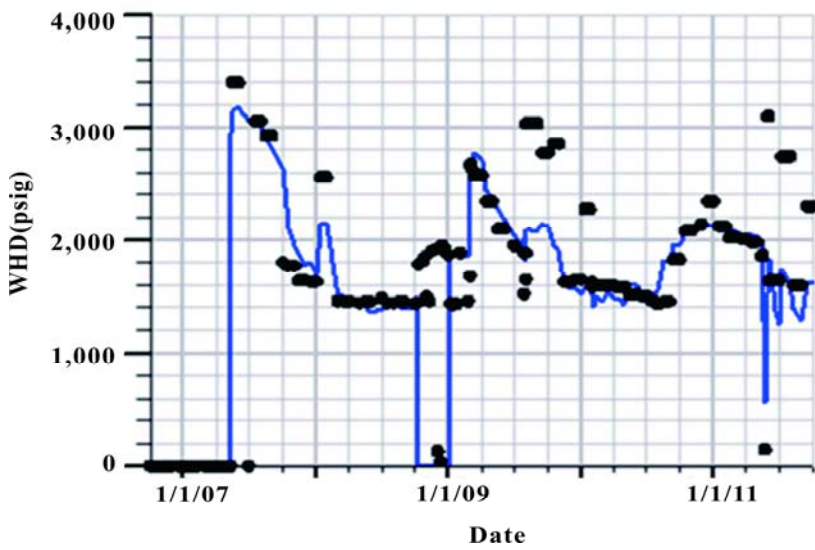


Fig. 4.17 Matching results of FWHP of well II-1P.

4.5. 시뮬레이션 모델 활용 및 불확실성

4.5.1. 모델 활용

이상의 히스토리 매칭 결과를 바탕으로, 현재 시뮬레이션 모델이 신뢰도가 높다고 판단되어 향후 생산거동에 대한 예측을 수행하였다. 특히, 2010년 시추결과 및 생산 자료를 바탕으로 매장량 및 저류층 거동을 분석하였고 과거 가스 공급실적 및 가스공급계약 조건에 따라 3가지 시나리오로 향후 생산 예측을 하였다.

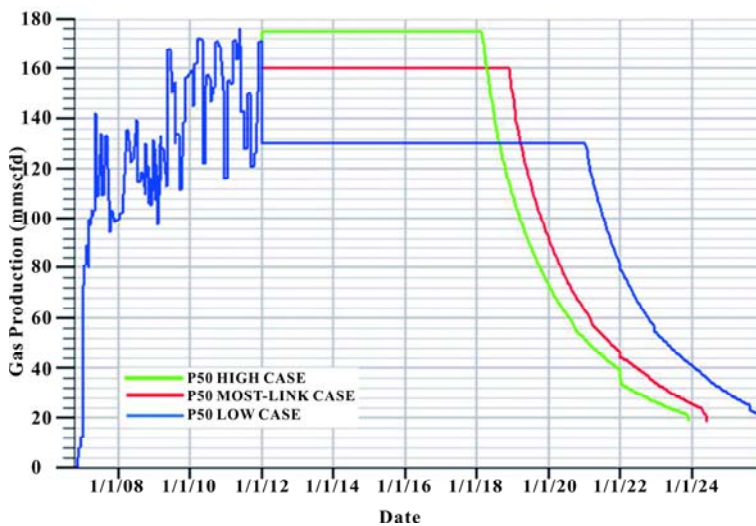


Fig. 4.18 Production forecast with three scenarios.

가정한 시나리오에 따라 상부층 천공, 부스터 컴프레서 설치, 추가 시추 등의 주요 개발계획을 최적화함으로써 비용 및 작업에 대한 기본 자료로 활용이 가능하다. Fig. 4.18는 이러한 시나리오별 바탕으로 향후 생산에 대한 예측을 보여준다. P50 High case는 가스공급계약상 일일최대요구량을 생산할 경우, P50 Most-likely case는 과거 가스공급 평균 실적을 반영하였고, P50 Low case는 계약상 일일공급량으로 생산을 지속하는 것으로 가정한 것이다. 과거 실적에 따르면 요구량은 일일의무공급량과 일일최대요구량 사이에서 할당되어왔다. 이러한 활용을 통하여 추가 투자 시기 및 작업 내용 검토, 산유국과의 계약 협상 및 향후 전략 구상 등 사업 및 현장 운영의 전반에 걸쳐 주요 의사결정 도구로 활용이 가능하다.

- 저류층 압력 및 정두압의 예측을 통한 부스터 컴프레서 설치 및 가동 시기 산정, 이를 통한 투자비 절감 및 안배
- 매장량 재산정
- 적정한 추가 시추 위치 선정
- 적정 추가 천공 구간 선정
- 시나리오별 생산 감쇄 시점 예측
- 다층 구간의 최적 생산 시스템 강구
- 가스공급계약 조건 변경 협상을 위한 기술적 근거
- 최적 운영 방안 강구 (생산정별 거동에 근거)
- 향후 전략 구상 등 사업 및 현장 운영의 주요 의사결정 도구로 활용

4.5.2. 생산거동 불확실성 요소

본 시뮬레이션 모델의 경우, 지질/지구물리 자료뿐 아니라 생산 자료를 활용하여 신뢰성 있는 모델을 수립하였으나 자료의 부재 및 적용 방법의 한계로 인해 아래와 같은 근본적인 불확실성을 내재하고 있다.

분석 시점 기준, I과 II 구조 모두 지층수 생산이 시작되지 않은 시점이지만 부스터 컴프레서 설치로 인해 생산이 가속화되면서 지층수 생산 문제는 필연적이라 예상된다. 적절한 지층수 차단(water shut-off) 작업이 필요하고 특히, 지층수를 생산하는 저류층을 선별적으로 차단하는 작업이 추천된다. 이 작업에 따른 불확실성이 실제 운영에 내재되어 있으나 이는 지층수 생산자료 취득 이후 업데이트할 부분으로 사료된다.

또한, 추가천공과 관련하여 기존의 압력이 감쇄된 저류층에서의 생산된 가스 유동 및 가압기 운영에서 신규 저류층 천공에 의해 문제가 생길 수 있다. 가압기에 인입되는 단일 라인에 고압가스와 저압가스가 동시에 유동하는 것은 지표설비에 문제를 줄 수 있다. 고압가스 생산정 초크를 제어하면서 생산량을 줄여서 운영하는 것이 바람직하고 필요한 경우 고압가스를 우회(bypass)시키는 작업이 필요할 수 있으나 이는 비용을 발생시키게 된다. 이를 방지하기 위해 적절히 저류층 압력을 모니터링하면서 생산정별 생산량을 제어하는 운영이 필요하다.

모델 개발을 위한 검토 과정에서 컨덴세이트-가스비가 낮은 (30 bbl/mmscf 이하) 경우에는 컨덴세이트 बैं킹으로 인한 생산성 감소 문제가 심각하지 않다는 부가적 결과를 도출하였으나 이의 검증을 위한 별도의 시뮬레이션 작업은 수행하지 않았다.

5. 결론

본 연구에서는 다양한 저류층 특성 및 생산 자료를 활용하여 다층을 동시 생산하는 가스-컨덴세이트 저류층을 위한 시뮬레이션 모델을 개발하여 현장 자료로 검증하였다. 자료를 직접 계측할 수 없는 현장 상황에서 간접적으로 산출할 수 있는 여러 방법을 제안하여 모델의 활용성을 확인하였고, 동적 자료를 통합한 모델을 통하여 아래와 같은 결론을 도출하였다.

1. 생산량의 직접 계측이 불가능한 상황에서 IPR 곡선과 생산검층 자료를 통합하여 생산정별 생산량 산출 방법을 제시하였다. 빠른 시간 내에 안정된 유동을 보이는 양질의 유정 시험 자료가 확보되었을 때, 생산 검층 자료에 근거하여 층별 생산량을 할당하였다. 층별 생산량을 입력한 시뮬레이션을 통한 히스토리 매칭을 수행하여 동적 자료의 정확도를 제고하였다.
2. 생산 자료를 이용한 물질평형법 산출 결과는 시뮬레이션 모델의 원시 부존량의 오차를 10% 이내로 유지하게 함으로써 지질모델의 신뢰도를 확보하여, 검증된 지질 모델을 시뮬레이션 작업에 사용함으로써 불확실한 물성의 수를 감소시키고 저류층 거동의 예측 성능을 향상시켰다.
3. 개발한 시뮬레이션 모델을 실제 다층을 동시 생산하는 가스전에 적용한 결과, 가스 수요처의 요구 조건을 충족하기 위한 추가 개발 계획의 개선이 이루어졌다. 당초 계획의 생산 및 투자 일정에 대한 불확

실성을 최소화하여 현장 상황에 따른 작업 계획을 제안하였다. 또한 정두압 감소 시점을 재산정하여 최초 계획보다 약 2년 조기에 가압기를 가동하도록 조치할 수 있었고 약 4~5년 빠른 생산 감쇄 시점을 예측할 수 있었다.

4. 다층 동시 생산방식을 취하는 생산정에서는 개발 초기 단계부터 액체기동 축적 현상과 교차 유동을 고려하여 경제성 제고 및 운영상 문제점을 최소화하여야 함을 확인하였다. 이 생산 방식은 액체기동 축적 현상과 교차 유동에 의해 유체투과율이 양호한 층에서 상대적으로 많은 양의 가스를 생산하게 된다. 이에 대한 충분한 분석이나 검토 없이 추가 시추 위치를 선정하거나 추가 천공을 계획한다면 이미 대부분의 양을 생산해버린 저류층의 잔존 탄화수소량을 과다 평가할 수 있다.

본 연구에서 개발된 시뮬레이션 모델은 개발 또는 생산 경향이 변화하는 상황에 부합되게 적용가능하며 다양한 광구의 주요 의사 결정 도구로 이용할 수 있다. 다만 치밀한 저류층의 경우에는 유정 시험시 안정 유동에 도달하는 시간이 많이 소요되어 주어진 특정 시점에서의 저류층 특징을 반영하지 못한다. 또한 다층 동시생산 방식을 수행하는 치밀 저류층에서는 제안한 방법으로 산출된 생산량 수치는 정확도가 떨어질 수 있다. 향후 치밀 저류층에 대한 보다 정확한 생산량 간접 산출을 위해서는 압력 천이시험 자료를 사용한 산출 방법과 본 연구에서 제안한 방법의 비교 보완 연구가 계속되어야 할 것으로 사료된다.

Nomenclature

B_g	gas formation volume factor, rcf/scf
C	constant
c	isothermal compressibility, 1/psia
G	GIIP, MMscf
G_p	cumulative gas production, MMscf
h	formation thickness, ft
k	permeability, mD
p	pressure, psia
p_i	initial reservoir pressure, psia
p_r	reservoir pressure, psia
p_{wf}	bottomhole flowing pressure, psia
q	gas production rate, MMscfd
r	radius, ft
r_w	radius of wellbore, ft
S	mechanical skin
t	time, days
S_g	gas saturation
S_w	water saturation
z	gas compressibility factor
z_i	initial gas compressibility factor
z_{ab}	gas compressibility factor at abandonment
μ	viscosity, cp
ρ	density
ϕ	porosity

참고 문헌

강주명. 2009. 석유헌학개론, 서울: 서울대학교출판부.

성원모, 김세준, 이근상, 임종세. 2009. 국내 석유자원량 분류체계의 표준화, *한국자원공학회지*, 46(2): 498-508.

최종근. 2014. 지구통계학, 서울: 시그마프레스.

Afidick, D., Kaczorowski, N.J. and Bette, S. 1994. Production performance of a retrograde gas reservoir: A case study of the Arun field, Presented at *the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*, 7-10 November, Melbourne, Australia. (SPE-28749-MS).

Bourgeois, M. and Couillens, P. 1994. Use of well test analytical solutions for production Prediction, Presented at *the European Petroleum Conference*, 25-27 October, London. (SPE-28899-MS).

Cramer, R., Schotanus, D., Ibrahim, K. and Colbeck, N. 2011. Improving allocation and hydrocarbon accounting accuracy using new techniques, *SPE Economics and Management*, 3(4): 235-240. (SPE-125178-PA).

Dubrule, O., Haas, A. and Herweijer, J.C. 1994. Geostatistics: A way towards data integration and uncertainty quantification, Presented at *the 14th World Petroleum Congress*, 29 May-1 June, Stavanger, Norway. (WPC-26146).

Hoffman, B.T., Caers, J., Wen, X. and Strebbelle, S.B. 2006. A practical data integration approach to history matching: Application to a deepwater reservoir, *SPE Journal*, 11(4): 464–479. (SPE–95557–PA).

Jennings, J.W., Poe Jr., B.D., Gold, D.K., Ryan, R.J. and Oden, R.D. 1989. *Deliverability Testing of Natural Gas Wells*, Texas, USA: Texas A&M University.

([http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P324_reference/P324_Supplemental_Text_Materials/DelTst_Tx_RRC_Gas_Well_Tstg_\(Jennings_1989\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P324_reference/P324_Supplemental_Text_Materials/DelTst_Tx_RRC_Gas_Well_Tstg_(Jennings_1989).pdf))

Journel, A.G. 1990. Geostatistics for reservoir characterization, Presented at *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 23–26 September, New Orleans, Louisiana, USA. (SPE–20750–MS).

Jeong, H., Ki, S. and Choe, J. 2010. Reservoir characterization from insufficient static data using gradual deformation method with ensemble Kalman filter, *Energy Sources Part A*, 32(10): 942–951.

Kashib, T. and Srinivasan, S. 2003. Dynamic data integration in stochastic reservoir models, Presented at *the Canadian International Petroleum Conference*, 10–12 June, Calgary, Alberta, Canada. (PETSOC–2003–091).

Lee, K., Jeong H., Jung, S. and Choe J. 2013. Characterization of channelized reservoir using ensemble Kalman Filter with clustered covariance, *Energy Exploration & Exploitation*, 31(1): 17–29.

Landa, J.L. and Horne, R.N. 1997. A procedure to integrate well test data,

reservoir performance history and 4-D seismic Information into a reservoir description, Presented at *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5–8 October, San Antonio, Texas, USA. (SPE–38653–MS).

Lorentzen, R.J., Stordal, A., Nævdal, G., Karlsen, H.A. and Skaug, H.J. 2014. Estimation of production rates with transient well-flow modeling and auxiliary particle filter, *SPE Journal*, 19(1): 172–180. (SPE–165582–PA).

Mattax, C.C. and Dalton, R.L. 1990. Reservoir simulation, *Journal of Petroleum Technology*, 42(6): 692–695. (SPE–20399–PA).

Narayanaswamy, G., Pope, G.A., Sharma, M.M., Hwang, M.K. and Vaidya, R.N. 1999. Predicting gas condensate well productivity using capillary number and non-darcy effects, Presented at *the SPE Reservoir Simulation Symposium*, 14–17 February, Houston, Texas, USA. (SPE–51910–MS).

Rawlins, E.L. and Schellhardt, M.A. 1935. *Backpressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices*, US Bureau of Mines, Washington, D.C.: Lord Baltimore Press

Al-Rbeawi, S.J.H. and Tiab, D. 2012. Locating closed perforations and damaged sections using well test analysis, Presented at *the SPE Eastern Regional Meeting*, 3–5 October, Lexington, Kentucky, USA. (SPE–161000–MS).

ORGC(Oil and Gas Reserves Committee). 2011. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS)*, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.

(http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)

Soleimani, A. and Valeeva, L. 2012. *Productivity Study Rong Doi Tay Gas Field*, Schlumberger GPH & SIS Report, KNOC Vietnam Office: Vietnam.

Siddiqui, F., Waqas, G.M. and Khan, M.N. 2010. Application of general material balance on gas condensate reservoirs GIIP estimation, Presented at *the SPE/PAPG Annual Technical Conference*, 10–11 November, Islamabad, Pakistan. (SPE-142847-MS).

Sydora, L.J. 1999. The Hibernia oil field: Integration of geophysical, geological, and production data into reservoir characterization and monitoring, Presented at *the Offshore Technology Conference*, 3–6 May, Houston, Texas, USA. (OTC-10741).

Vasco, D.W., Yoon, S. and Datta-Gupta, A. 1998. Integrating dynamic data into high-resolution reservoir models using streamline-based analytic sensitivity coefficients, Presented at *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27–30 September, New Orleans, Louisiana, USA. (SPE-49002-MS).

Appendix A. 유체 샘플 PVT 분석 결과

5개의 유체 샘플 PVT를 실시하여 성분을 분석한 결과를 Table A.1에서 Table A.4에 나타내었다. 이러한 결과는 CCE(Constant Composition Expansion) 과 CVD(Constant Volume Depletion) 시험에 의한 결과이다. 또한 CCE와 CVD 시험결과와 매치된 기체의 z -factor, 기체 밀도, 점성도, 유체 포화도와 2상 z -factor를 Fig. A.1에서 Fig. A.39에 나타내었다.

Table A.1 Recombined reservoir fluid compositions for I-1P

Component	I-1P (Mole %)
CO ₂	5.46
N ₂	0.08
C ₁	82.54
C ₂	5.24
C ₃	2.89
iC ₄	0.64
nC ₄	0.68
iC ₅	0.26
nC ₅	0.18
C ₆	0.51
C ₇	0.47
C ₈	0.28
C ₉	0.10
C ₁₀	0.09
C ₁₁	0.07
C ₁₂₊	0.53

Table A.2 Recombined reservoir fluid compositions for I-2P

Component	I-2P (Mole %)
CO ₂	5.3030
N ₂	0.0910
C ₁	80.5440
C ₂	5.6010
C ₃	3.3400
iC ₄	0.7970
nC ₄	0.8320
C ₅ -C ₆	1.2317
C ₇ -C ₈	0.7983
C ₉ -C ₁₁	0.7031
C ₁₂ -C ₁₅	0.4448
C ₁₆ +	0.3221

Table A.3 Recombined reservoir fluid compositions for I-5P

Component	I-5P (Mole %)
CO ₂	5.0128
N ₂	0.3452
C ₁	79.4856
C ₂	5.9105
C ₃	3.9975
iC ₄	0.8729
nC ₄	0.9415
iC ₅	0.3726
nC ₅	0.2557
C ₆ -16	2.3070
C ₁₇ -28	0.4057
C ₂₉ +	0.0929

Table A.4 Recombined reservoir fluid compositions for II-1P

Component	II-2P (Mole %)
CO ₂	7.22
N ₂	0.31
C ₁	76.79
C ₂	6.66
C ₃	4.27
iC ₄	1.03
nC ₄	1.19
iC ₅	0.48
nC ₅	0.35
C ₆	0.29
C ₇	0.49
C ₈	0.19
C ₉	0.13
C ₁₀	0.07
C ₁₁	0.06
C ₁₂₊	0.48

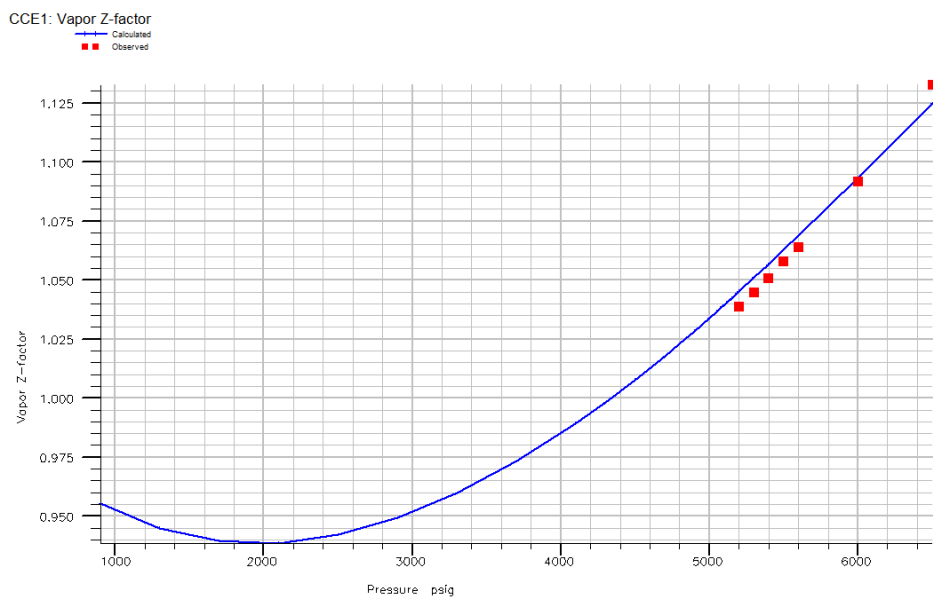


Fig. A.1 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-1P.

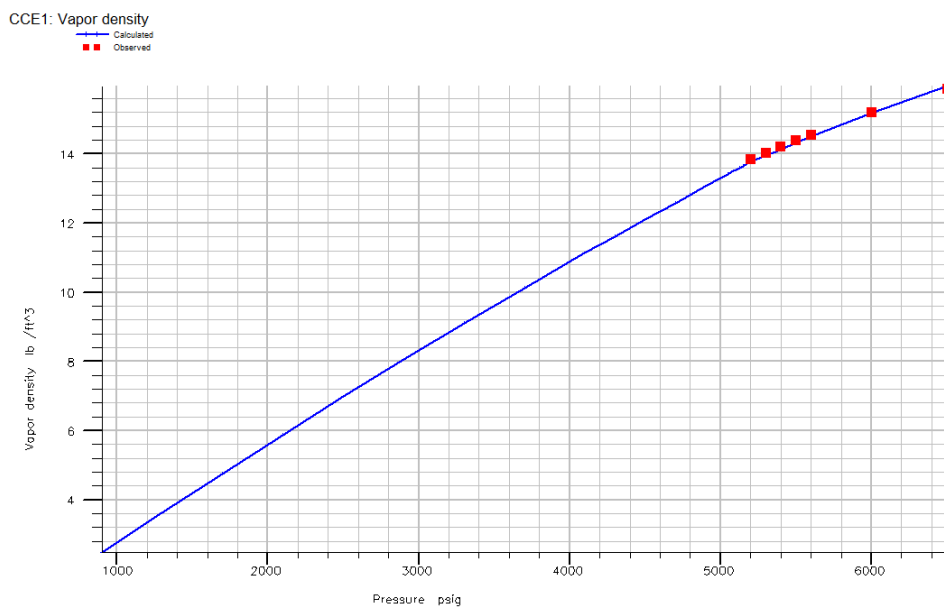


Fig. A.2 Comparison of vapor density of CCE calculation for I-1P.

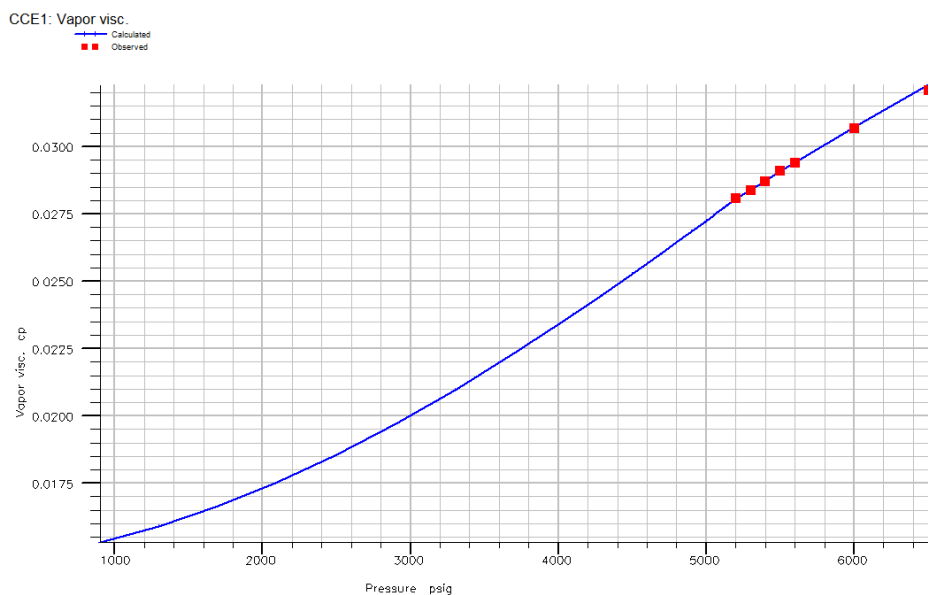


Fig. A.3 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-1P.

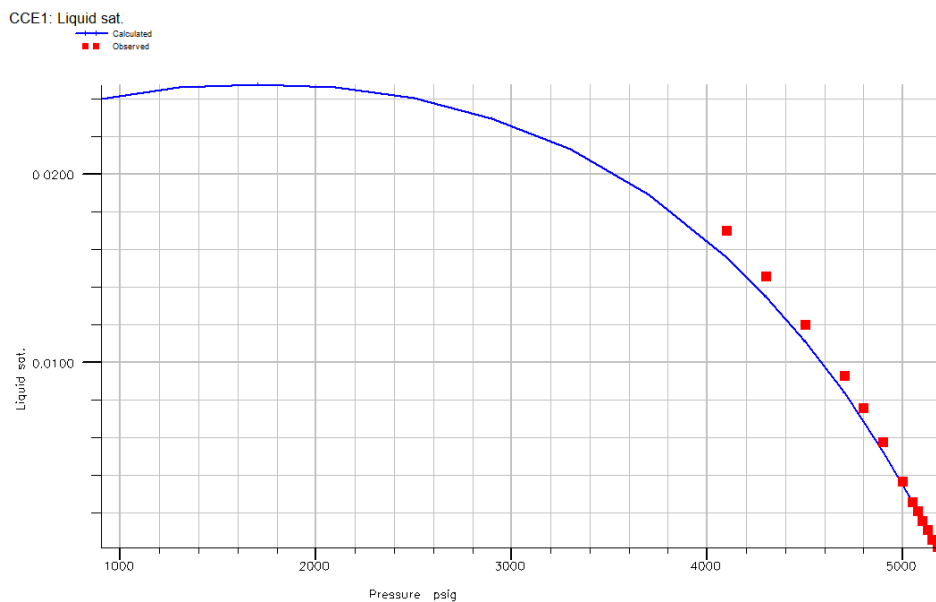


Fig. A.4 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-1P.

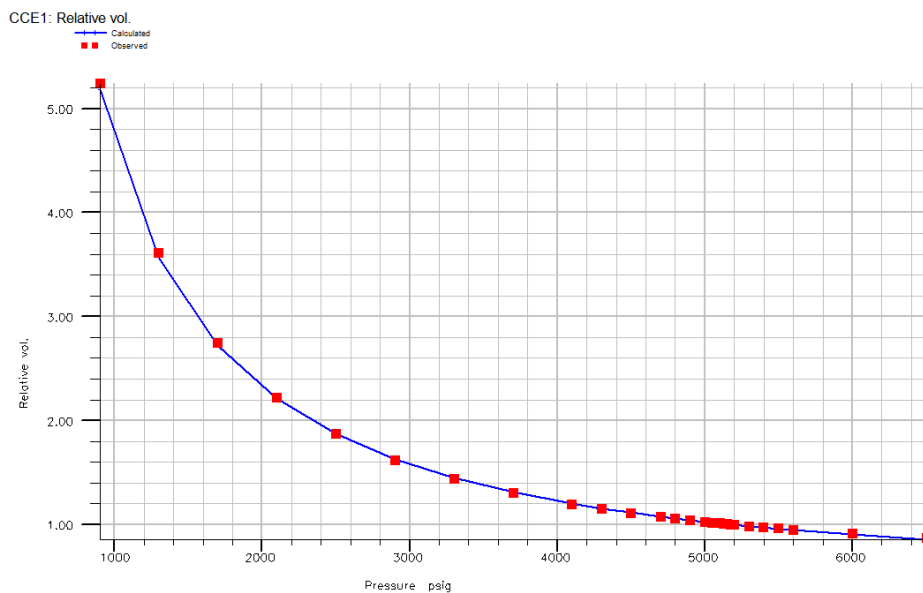


Fig. A.5 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-1P.

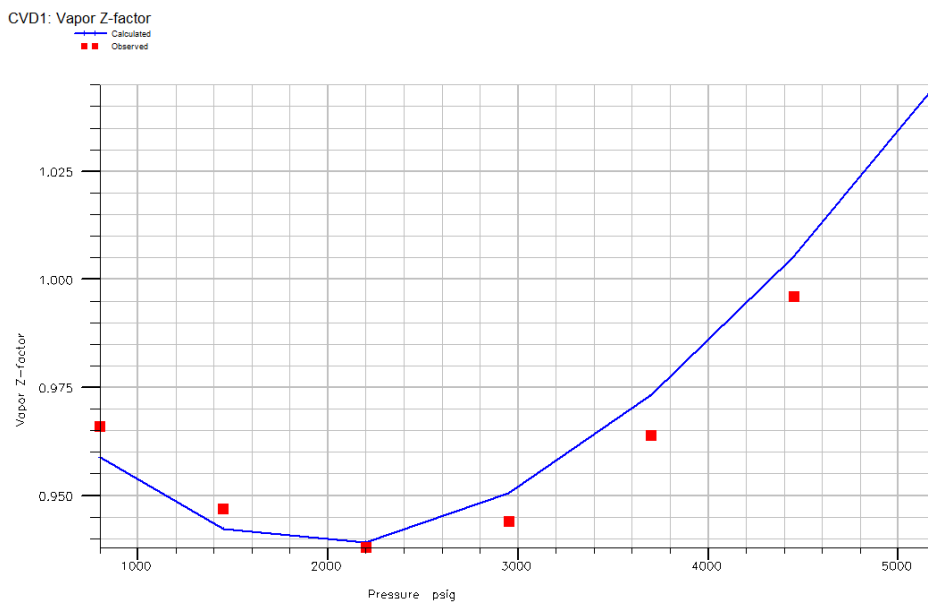


Fig. A.6 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-1P.

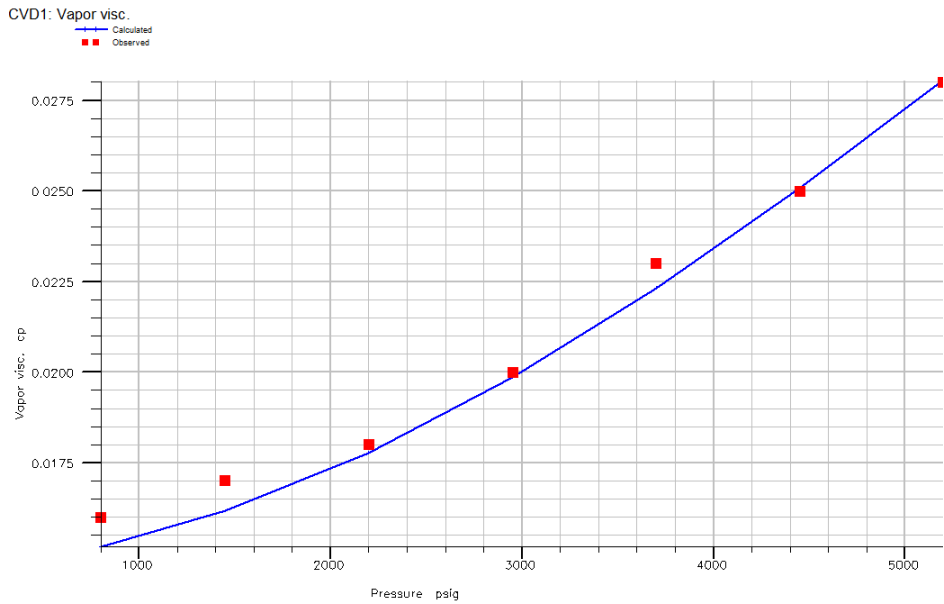


Fig. A.7 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for I-1P.

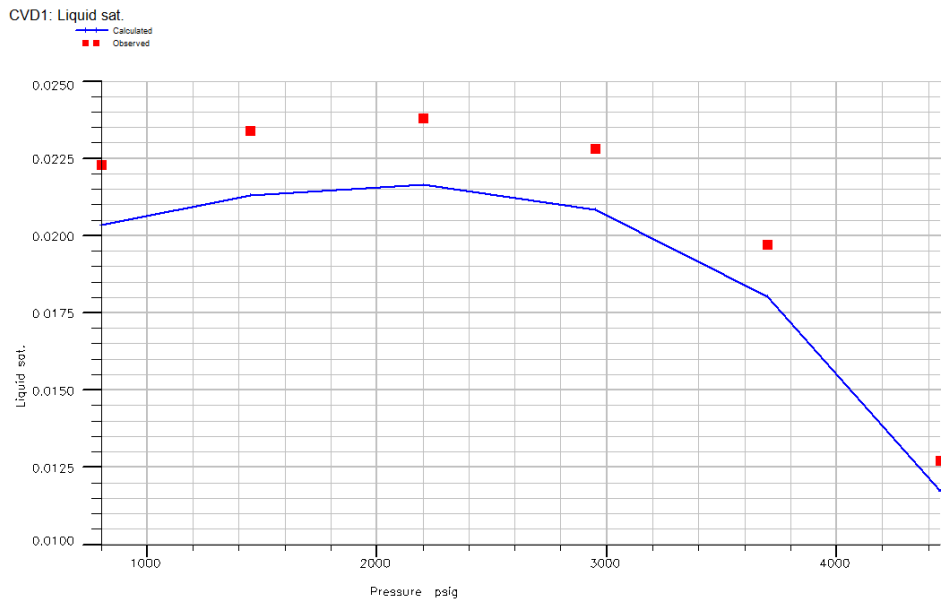


Fig. A.8 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-1P.

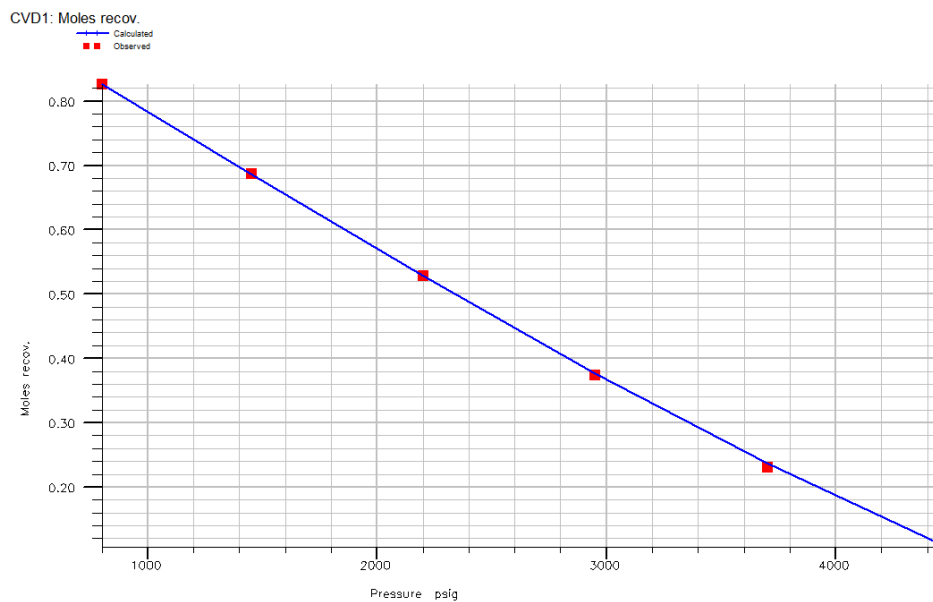


Fig. A.9 Comparison of moles Recovery of CVD calculation for I-1P.

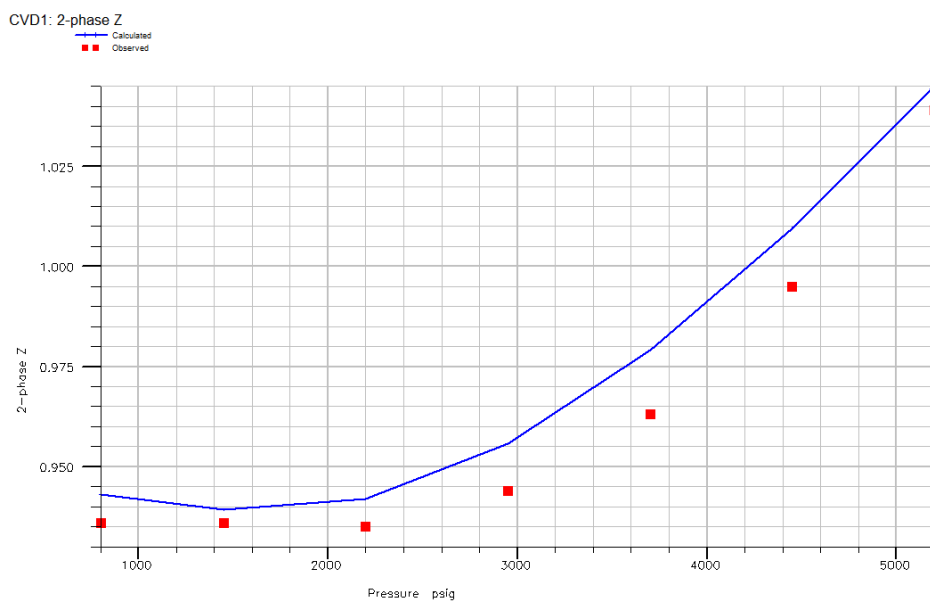


Fig. A.10 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-1P.

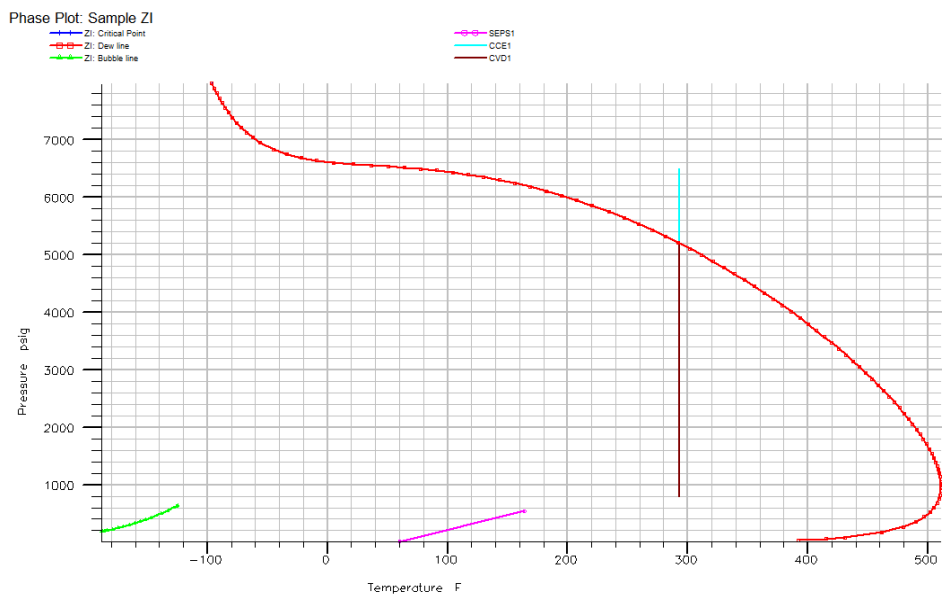


Fig. A.11 P-T phase diagram of simulation fluid for I-1P.

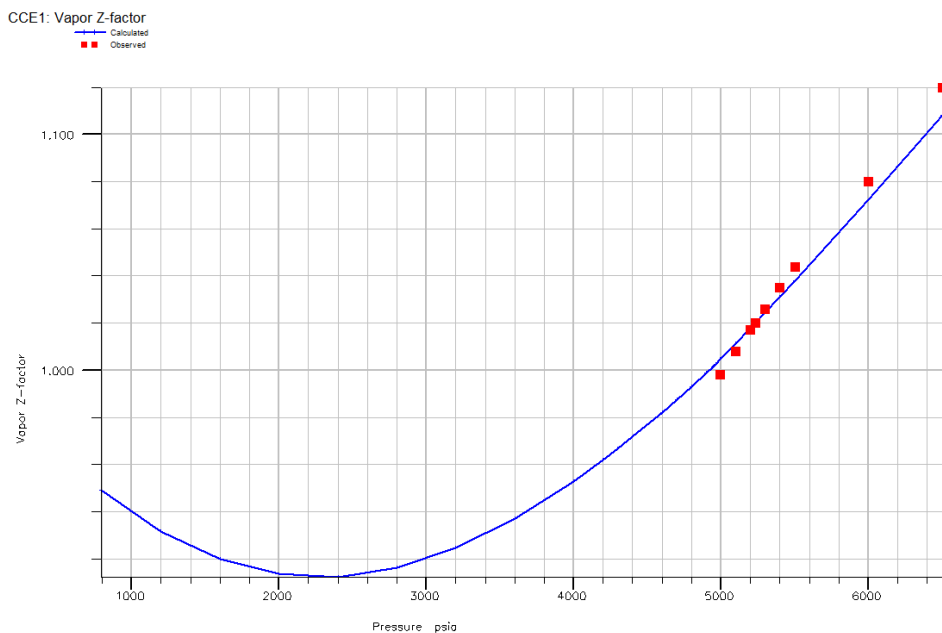


Fig. A.12 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-2P.

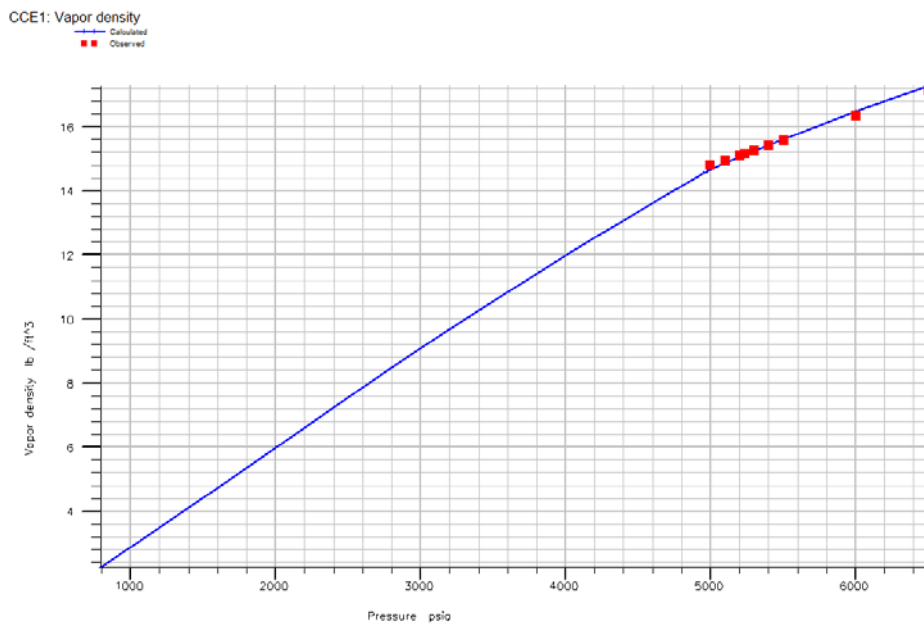


Fig. A.13 Comparison of vapor density of CCE calculation for I-2P.

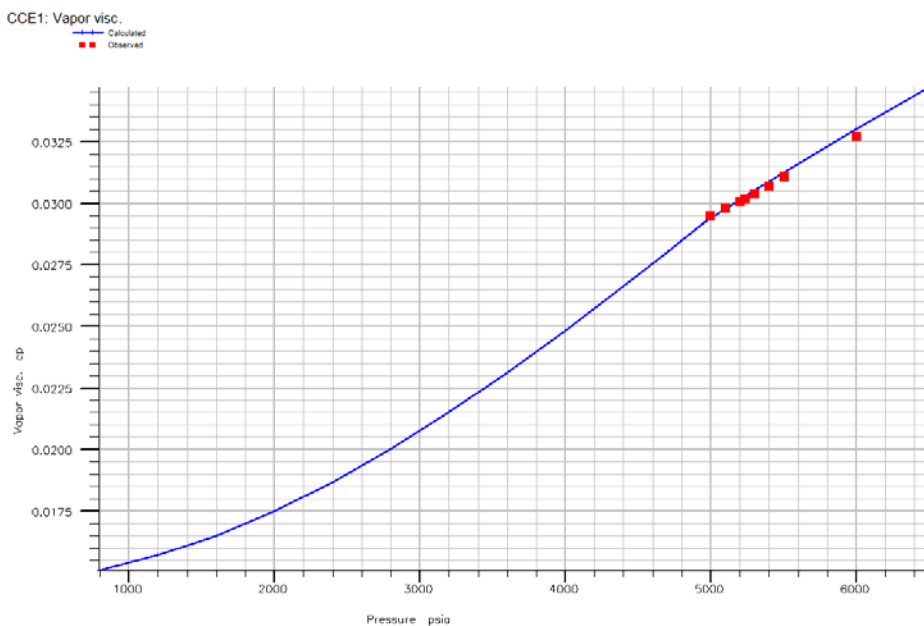


Fig. A.14 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-2P.

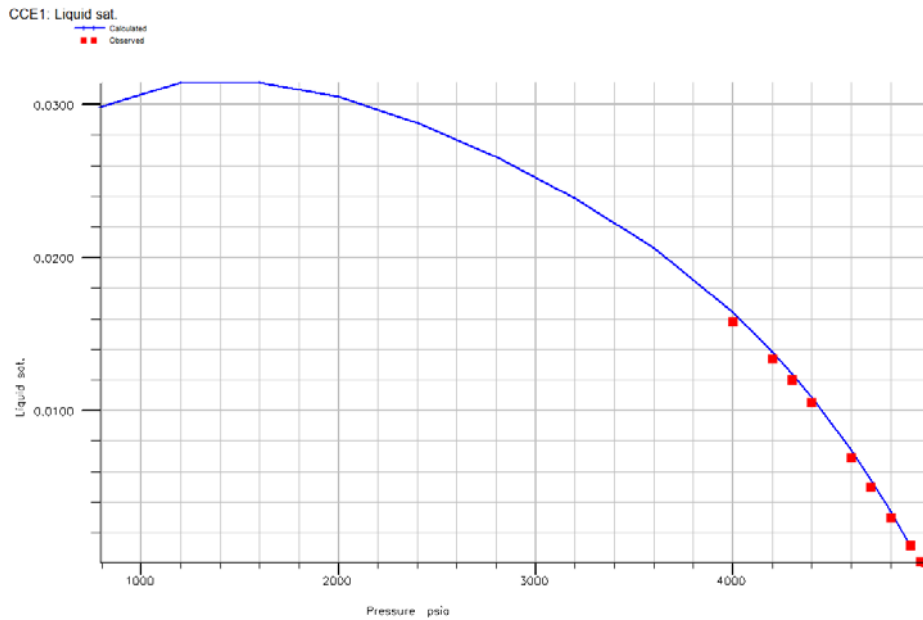


Fig. A.15 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-2P.

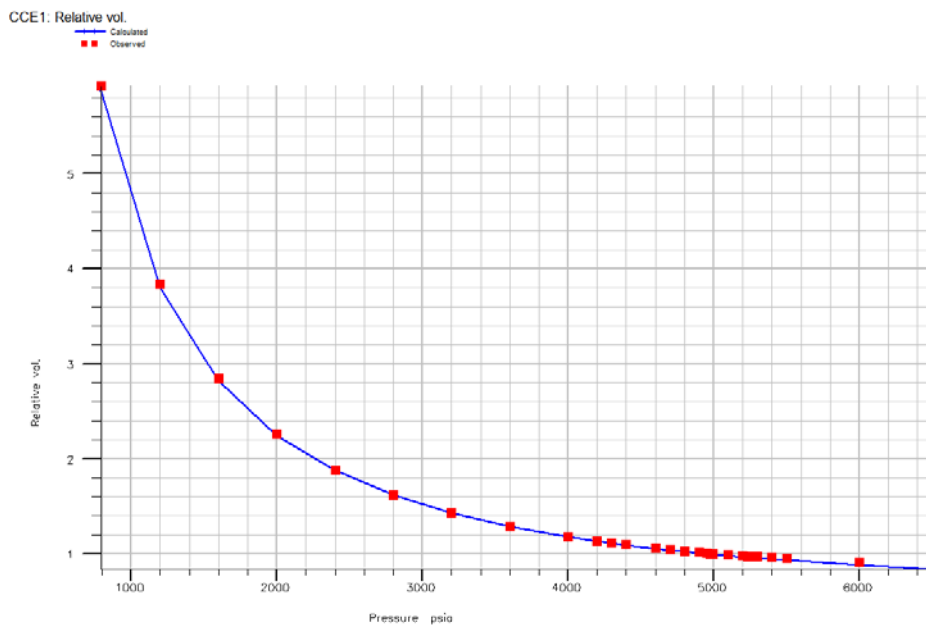


Fig. A.16 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-2P.

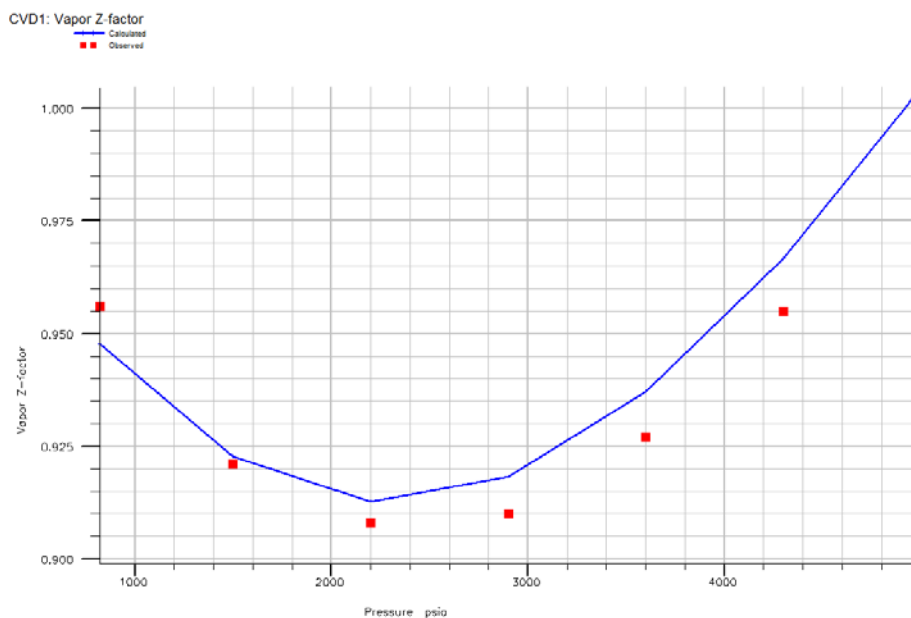


Fig. A.17 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-2P.

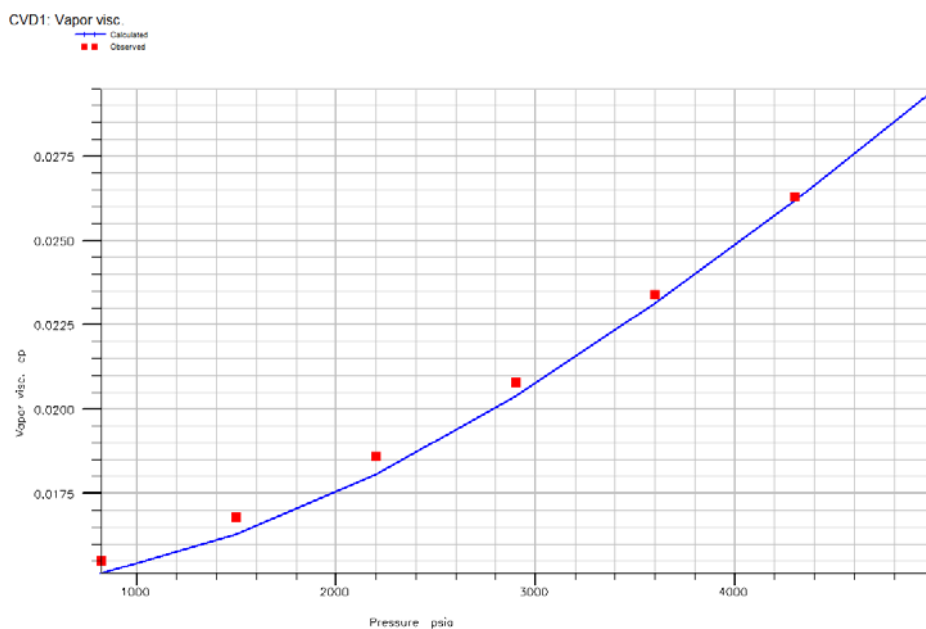


Fig. A.18 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for I-2P.

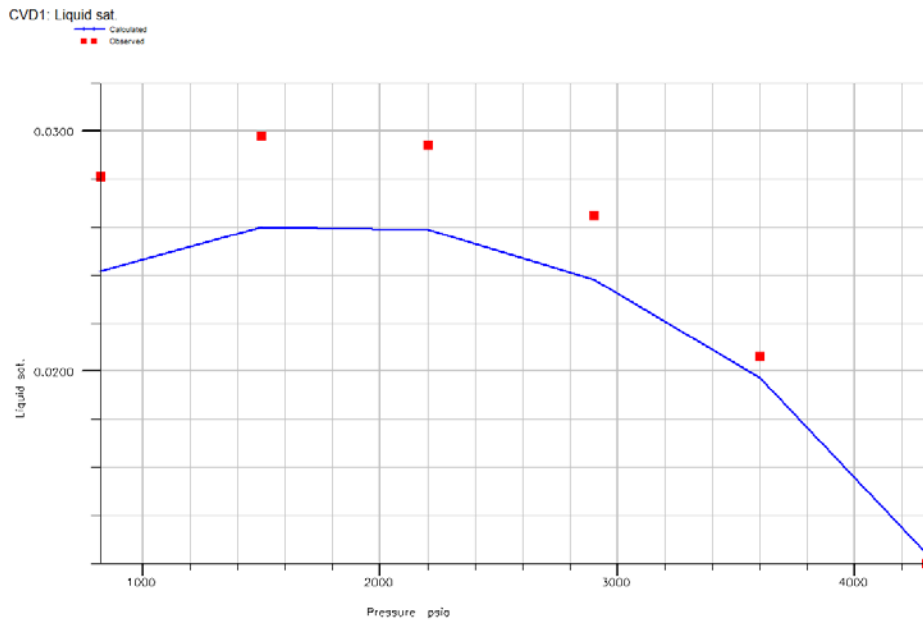


Fig. A.19 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-2P.

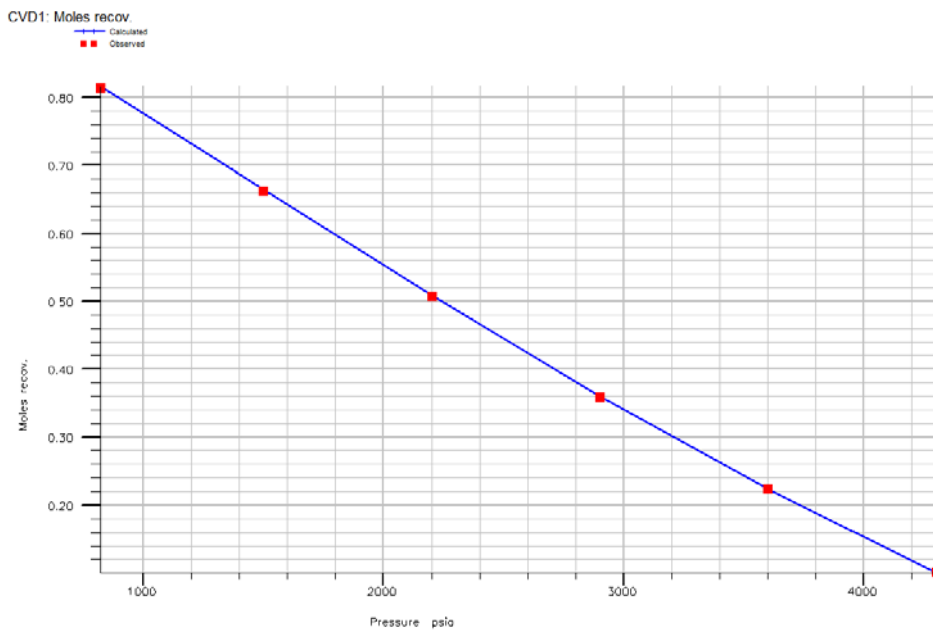


Fig. A.20 Comparison of mole recovery of CVD calculation for I-2P.

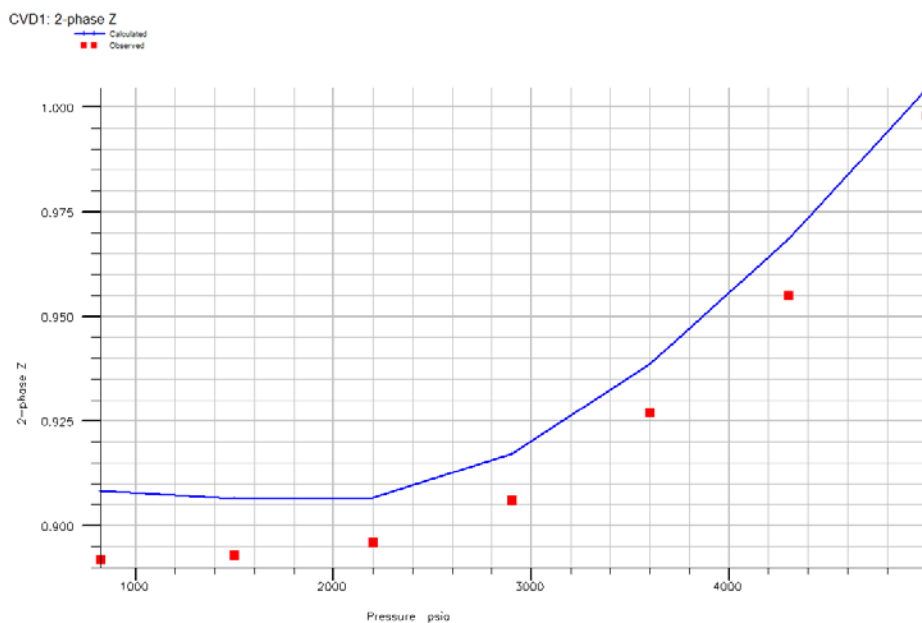


Fig. A.21 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-2P.

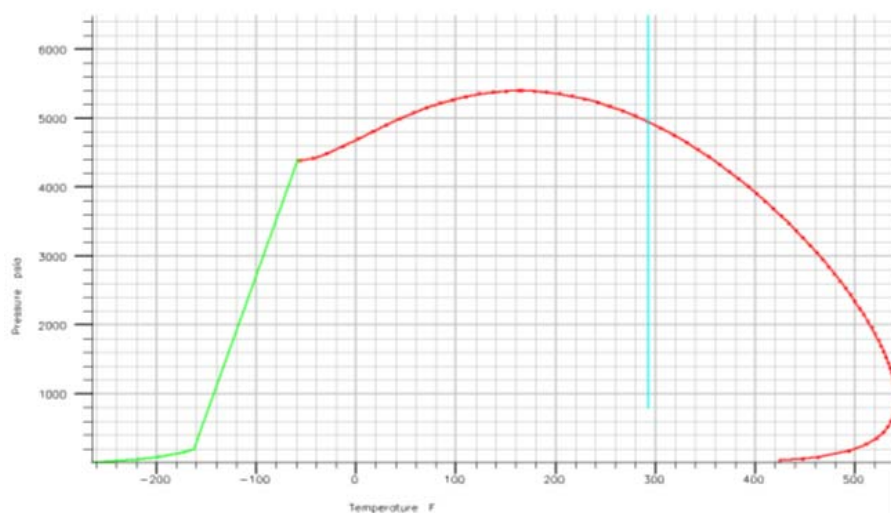


Fig. A.22 P-T phase diagram of simulation fluid for I-2P.

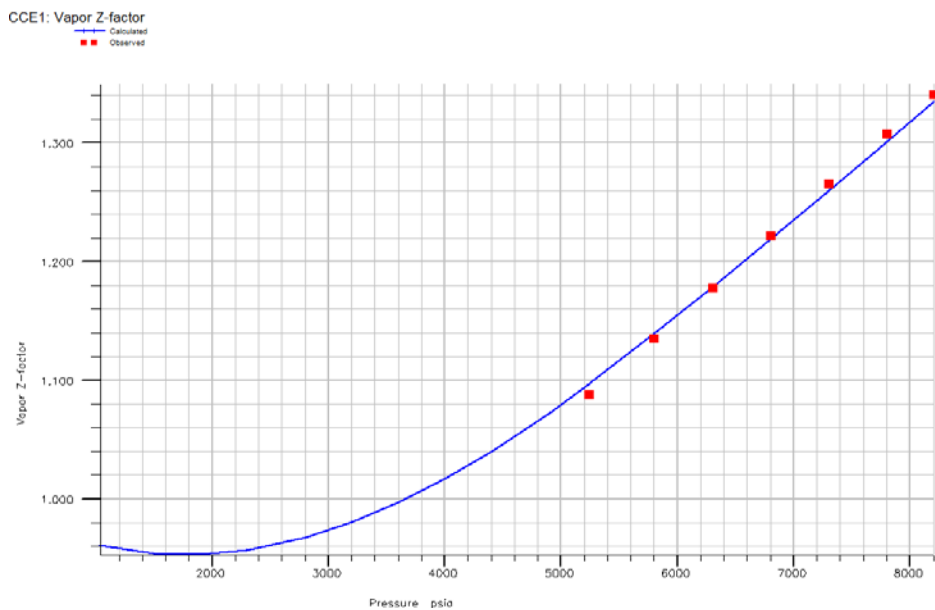


Fig. A.23 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for I-5P.

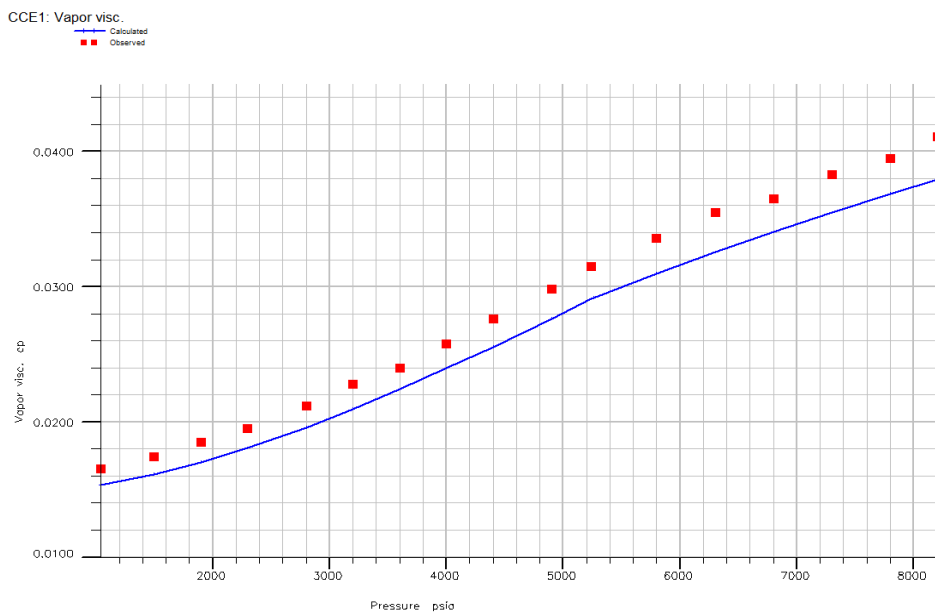


Fig. A.24 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for I-5P.

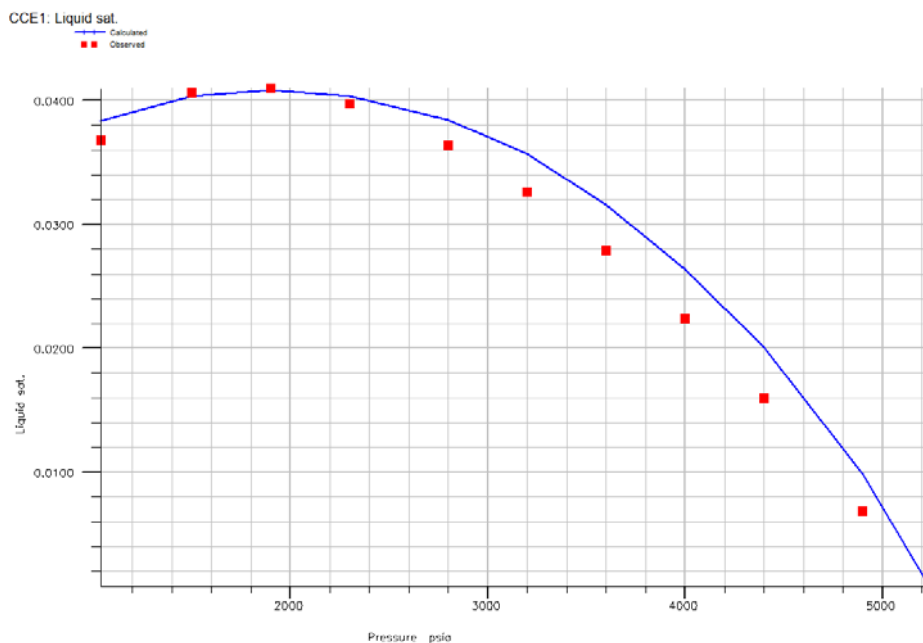


Fig. A.25 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for I-5P.

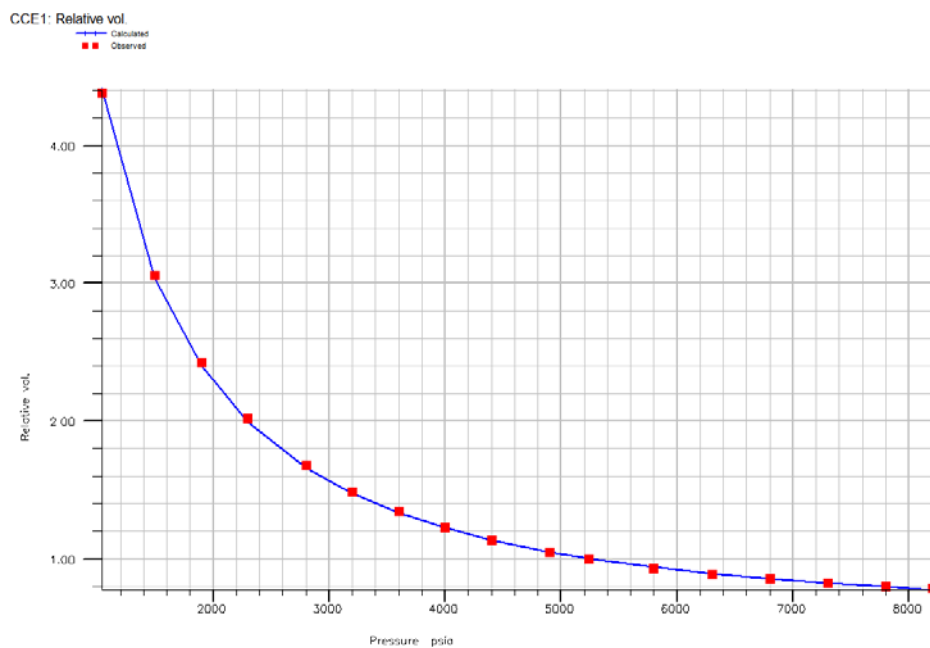


Fig. A.26 Comparison of relative volume of CCE calculation for I-5P.

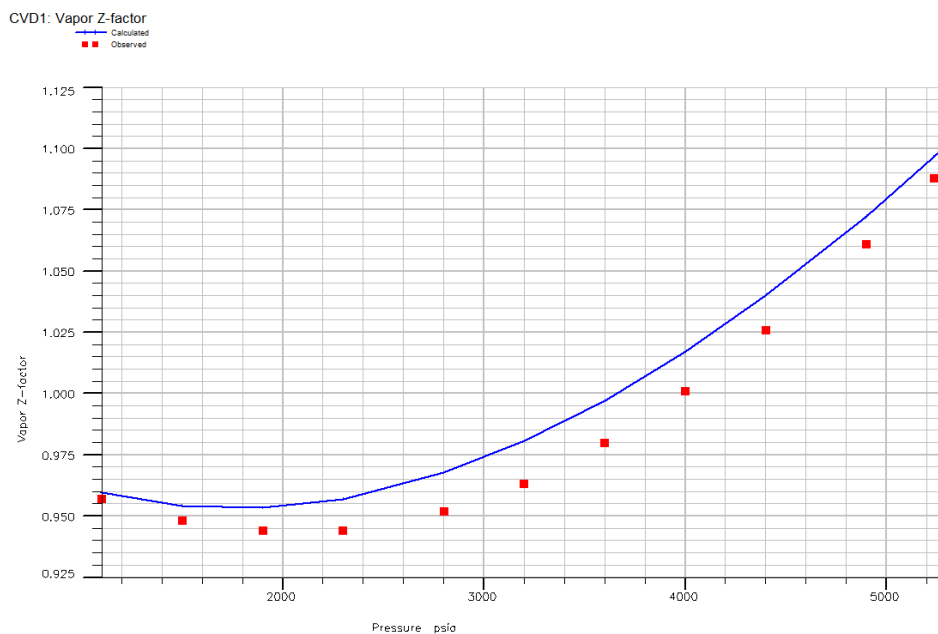


Fig. A.27 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for I-5P.

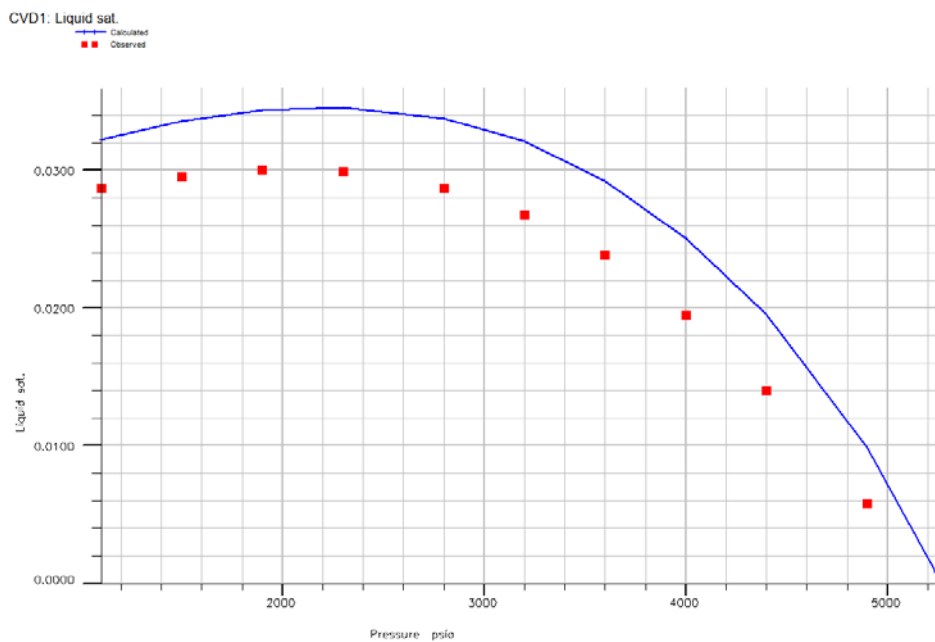


Fig. A.28 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for I-5P.

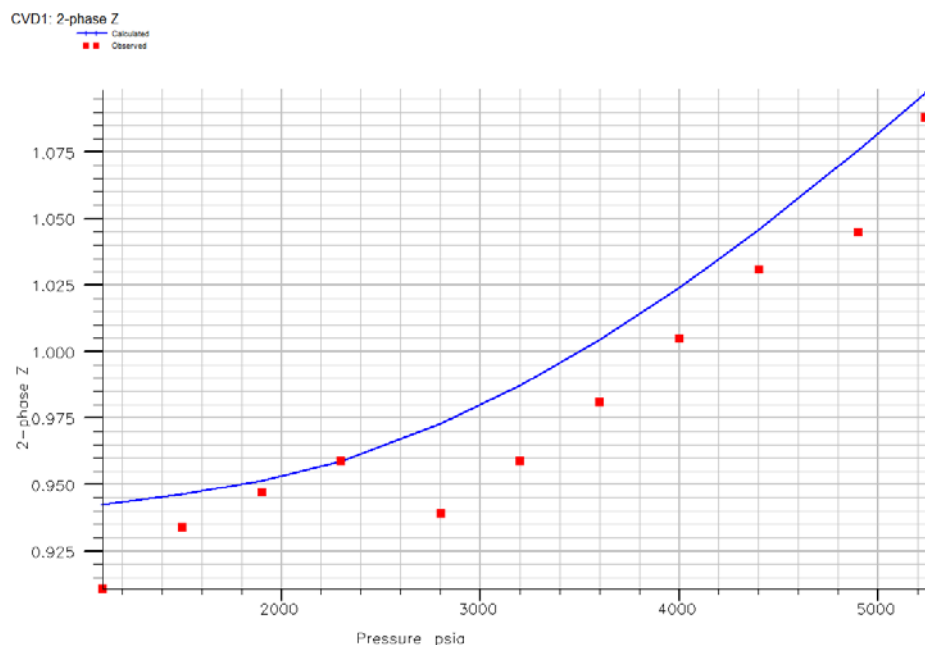


Fig. A.29 Comparison of 2-phase z-factor of CVD calculation for I-5P.

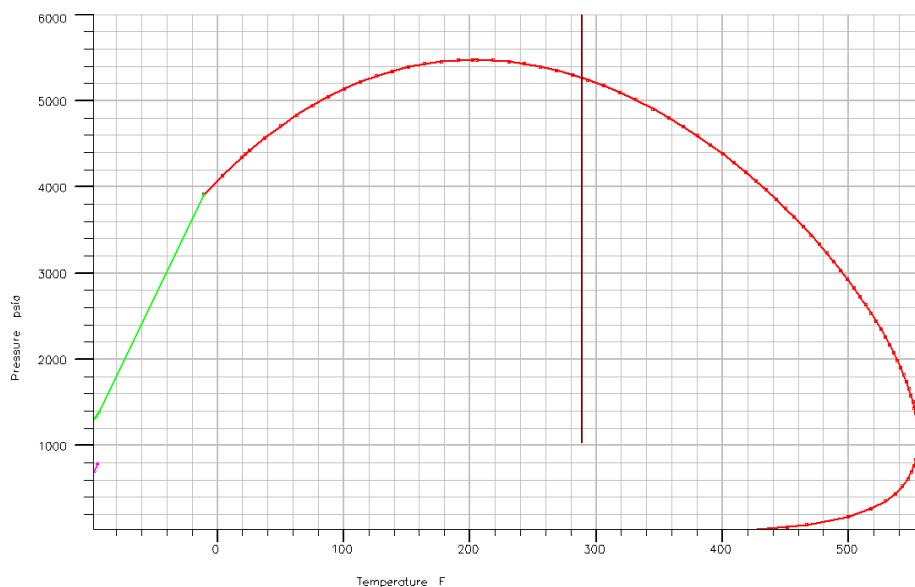


Fig. A.30 P-T phase diagram of simulation fluid for I-5P.

CCE1: Vapor Z-factor
 — Calculated
 ■ Observed

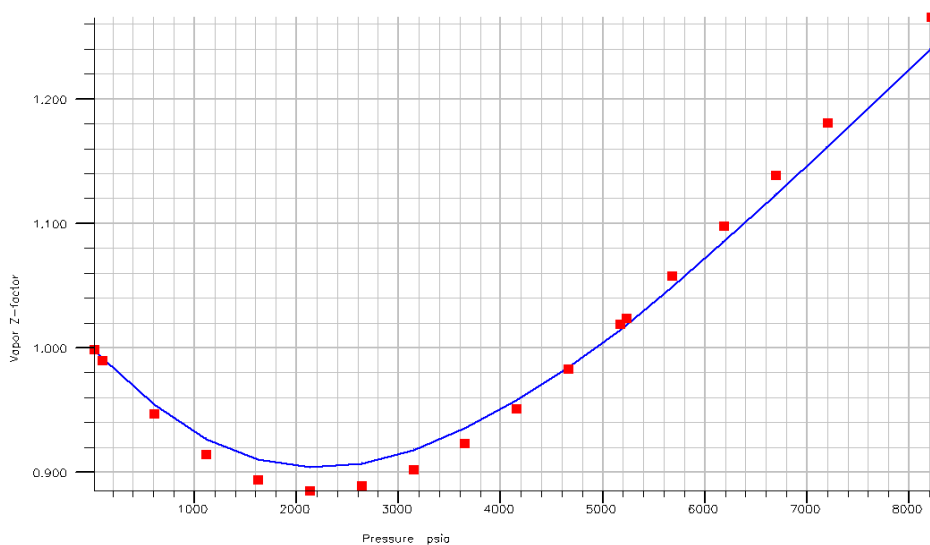


Fig. A.31 Comparison of vapor z-factor of CCE calculation for II-1P.

CCE1: Vapor density
 — Calculated
 ■ Observed

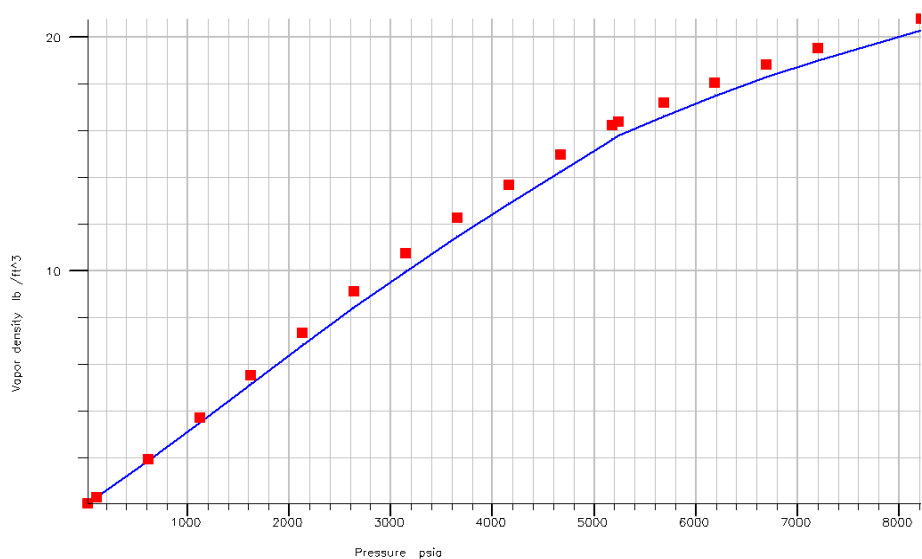


Fig. A.32 Comparison of vapor density of CCE calculation for II-1P.

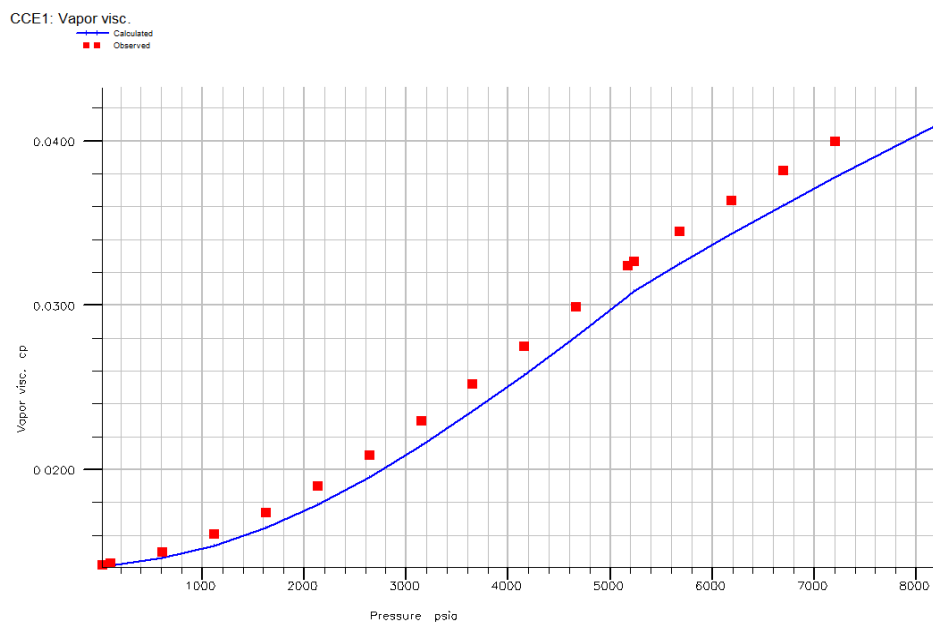


Fig. A.33 Comparison of vapor viscosity of CCE calculation for II-1P.

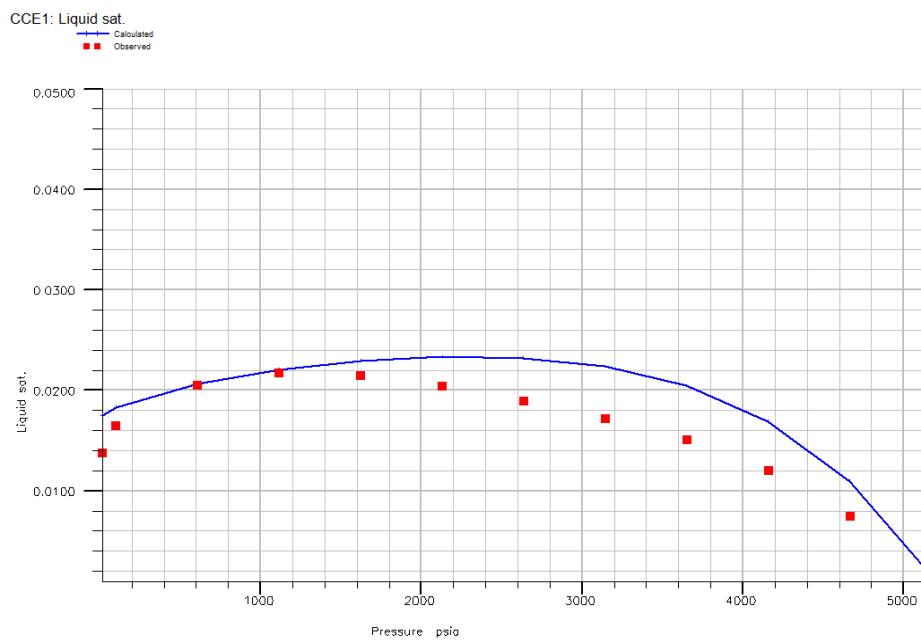


Fig. A.34 Comparison of liquid saturation of CCE calculation for II-1P.

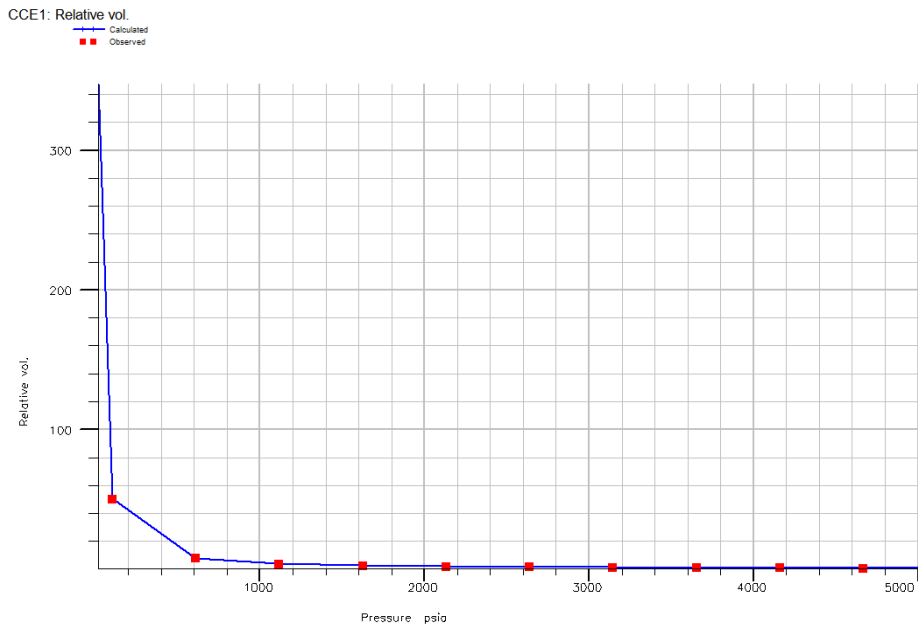


Fig. A.35 Comparison of relative volume of CCE calculation for II-1P.

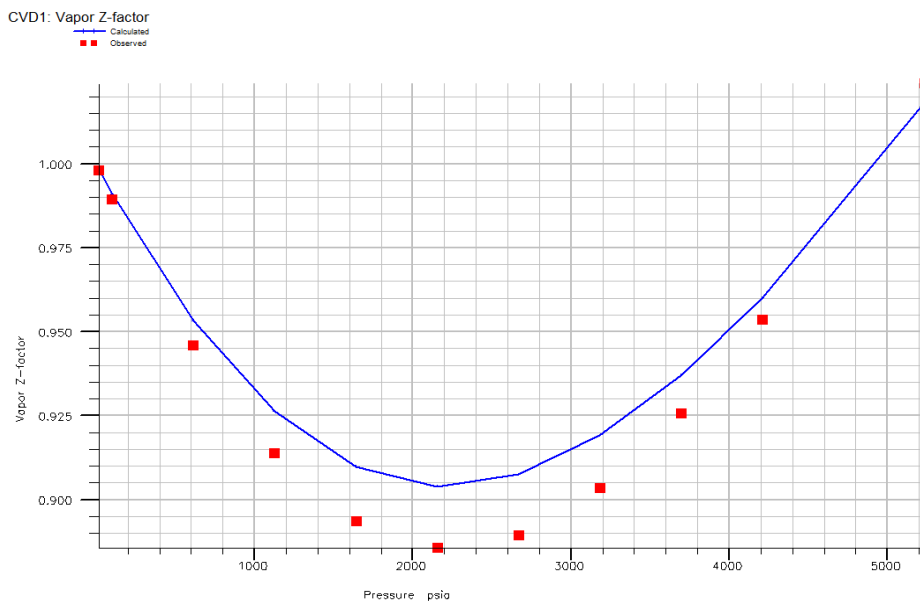


Fig. A.36 Comparison of vapor z-factor of CVD calculation for II-1P.

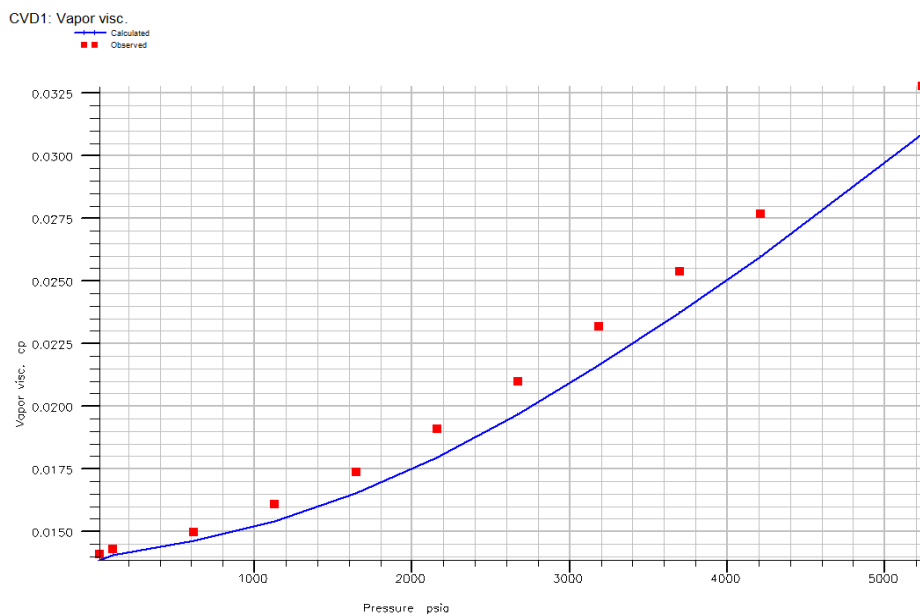


Fig. A.37 Comparison of vapor viscosity of CVD calculation for II-1P.

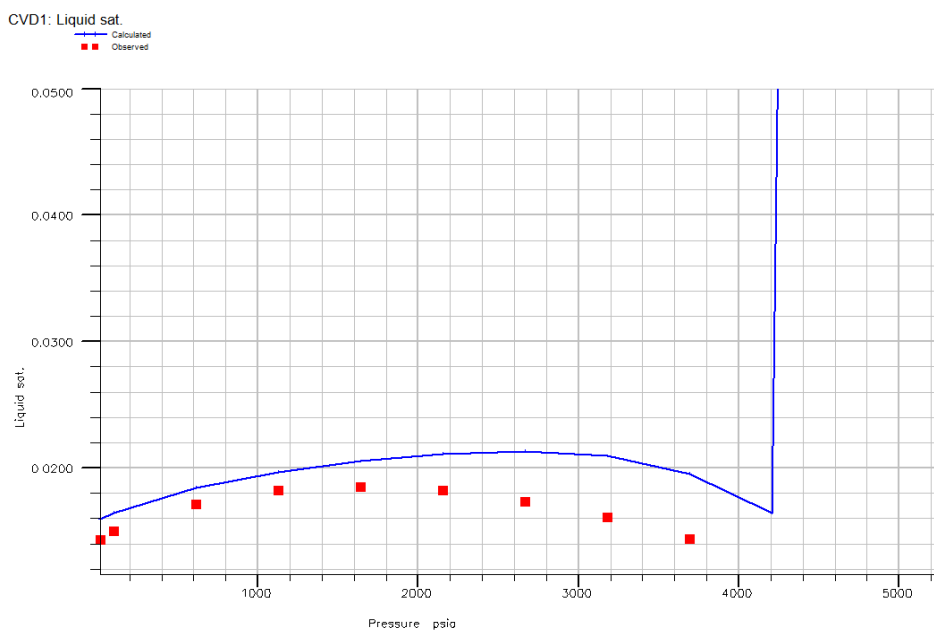


Fig. A.38 Comparison of liquid saturation of CVD calculation for II-1P.

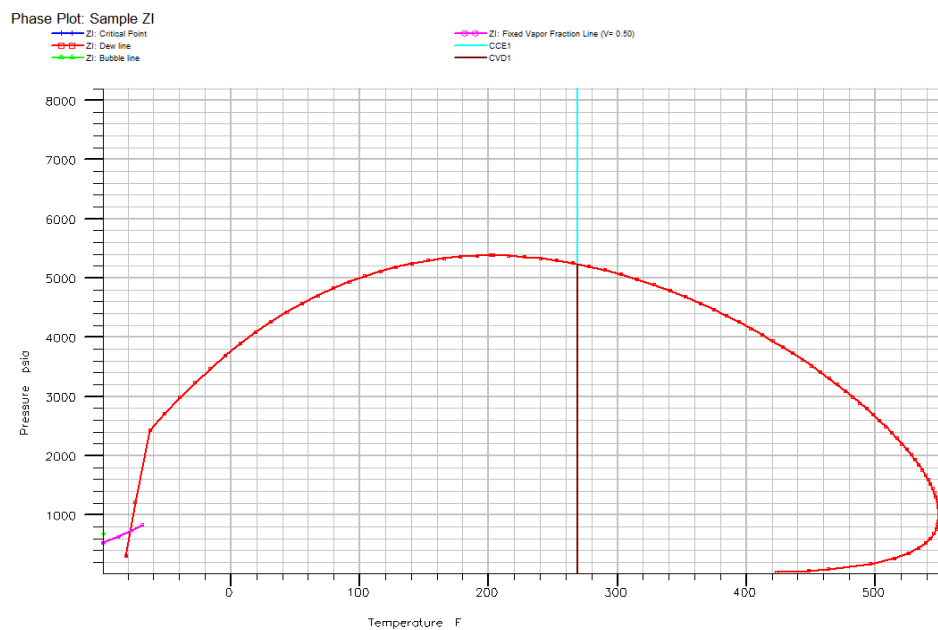


Fig. A.39 P-T phase diagram of simulation fluid for II-1P.

Appendix B. 생산검층 자료

다음의 그림들은 2009년 2월에서 3월에 걸쳐 현장에서 수행된 생산검층을 통해 취득된 현장 자료들이다. I 구조의 4개 생산정에 대하여 전문 용역사인 Halliburton에 의해 수행되었고 그 결과물로 제공된 것들이다. 생산정 I-1P의 일부 자료는 본론에 예시되었다. 이 자료의 분석과 해석으로 저류층별 생산량을 구체적으로 수치화한다. 동일 생산정일지라도 여러 다른 생산량 조건하에서 검층 작업을 수행한다.

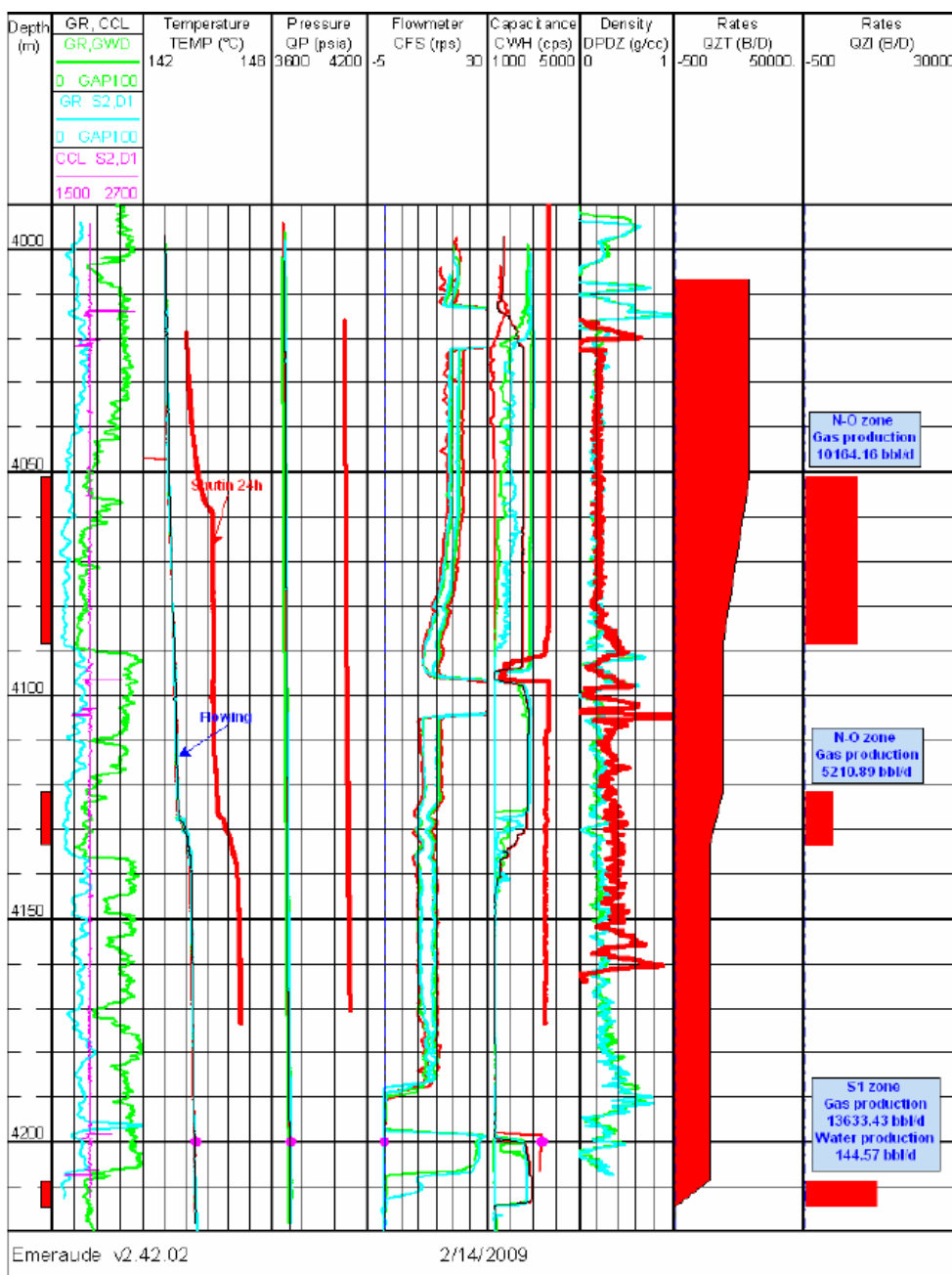


Fig. B.1 PLT results of I-1P in the flowing regime 30 mmscfd.

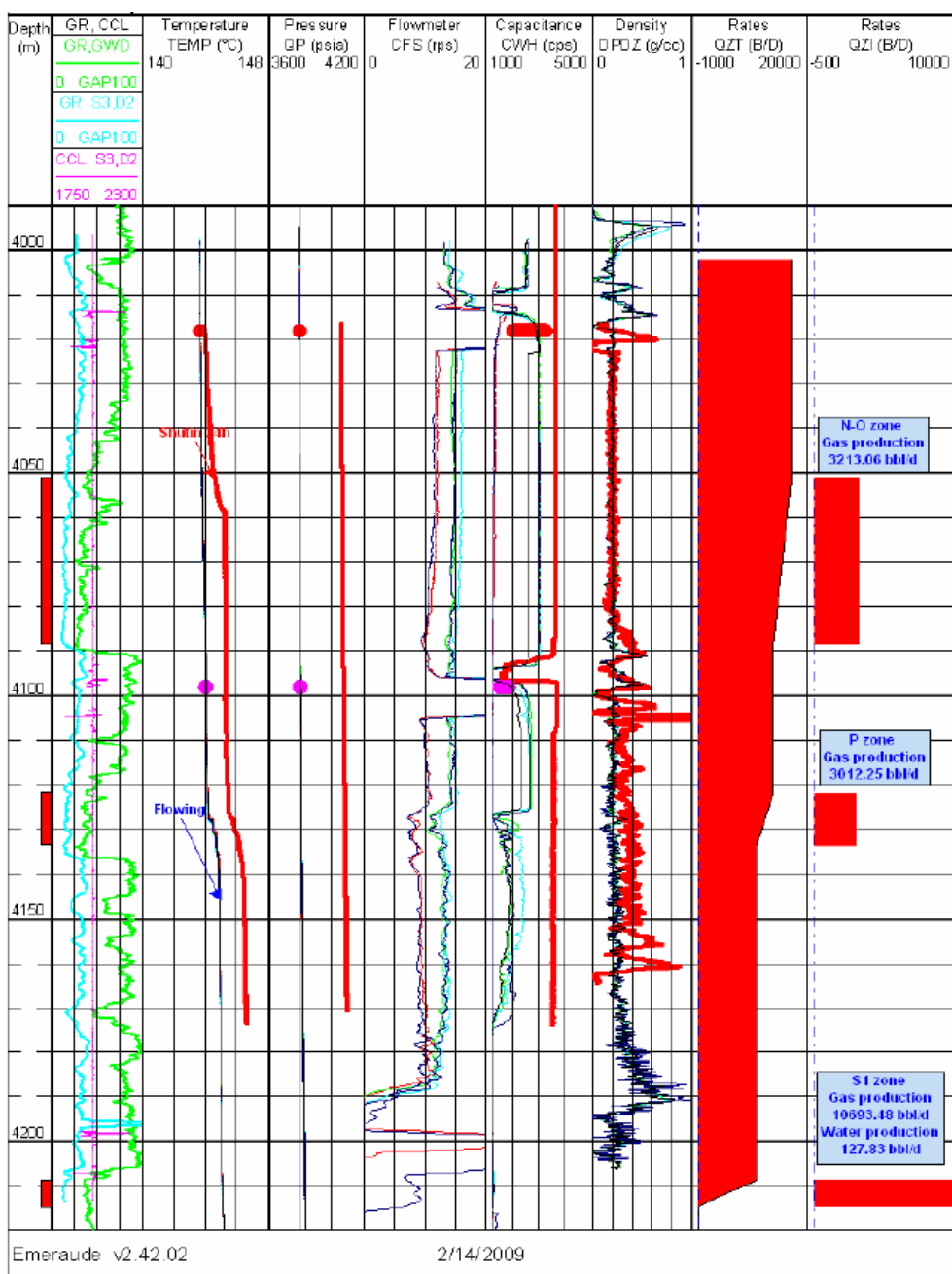


Fig. B.2 PLT results of I-1P in the flowing regime 20 mmcsfd.

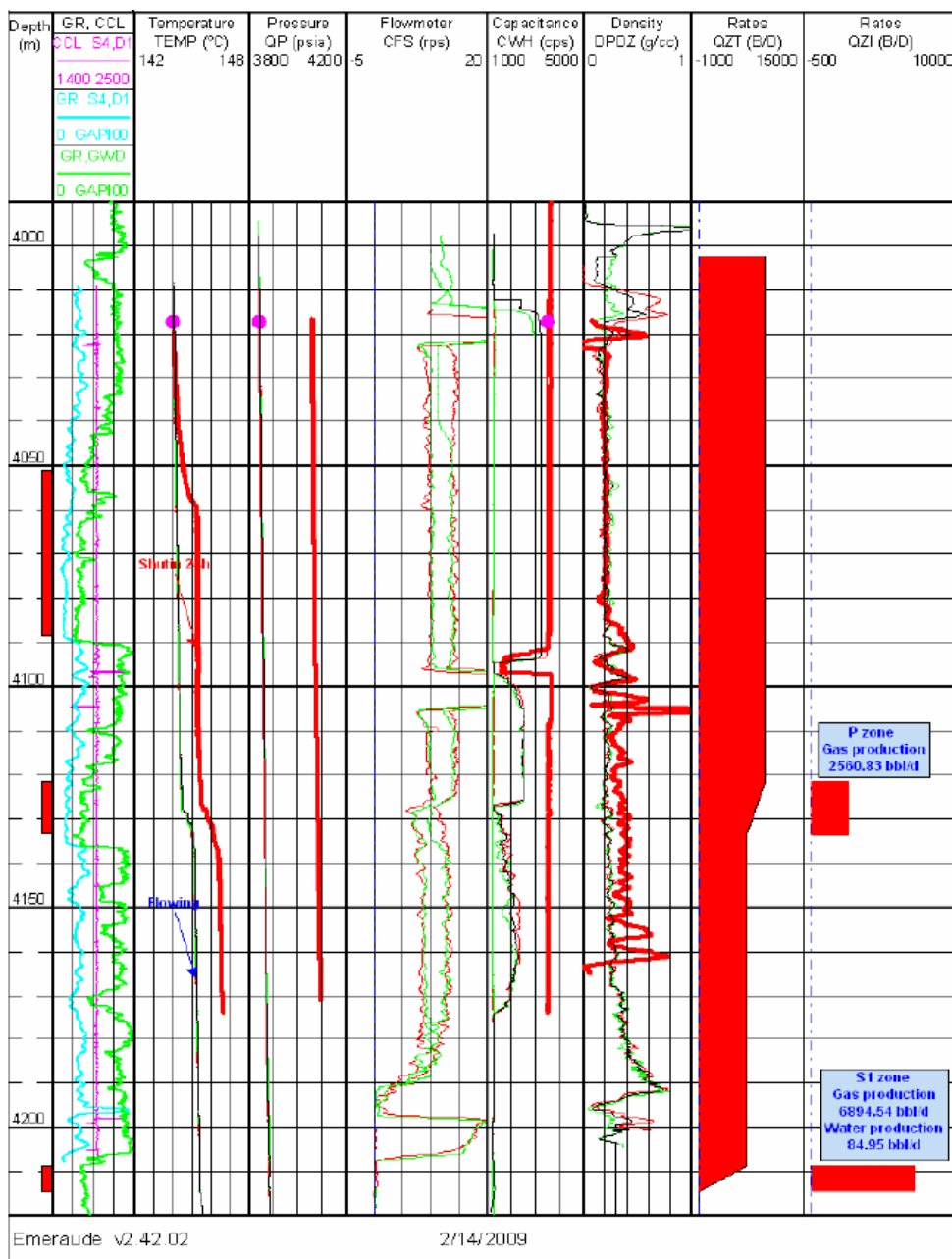


Fig. B.3 PLT results of I-1P in the flowing regime 10 mmscfd.

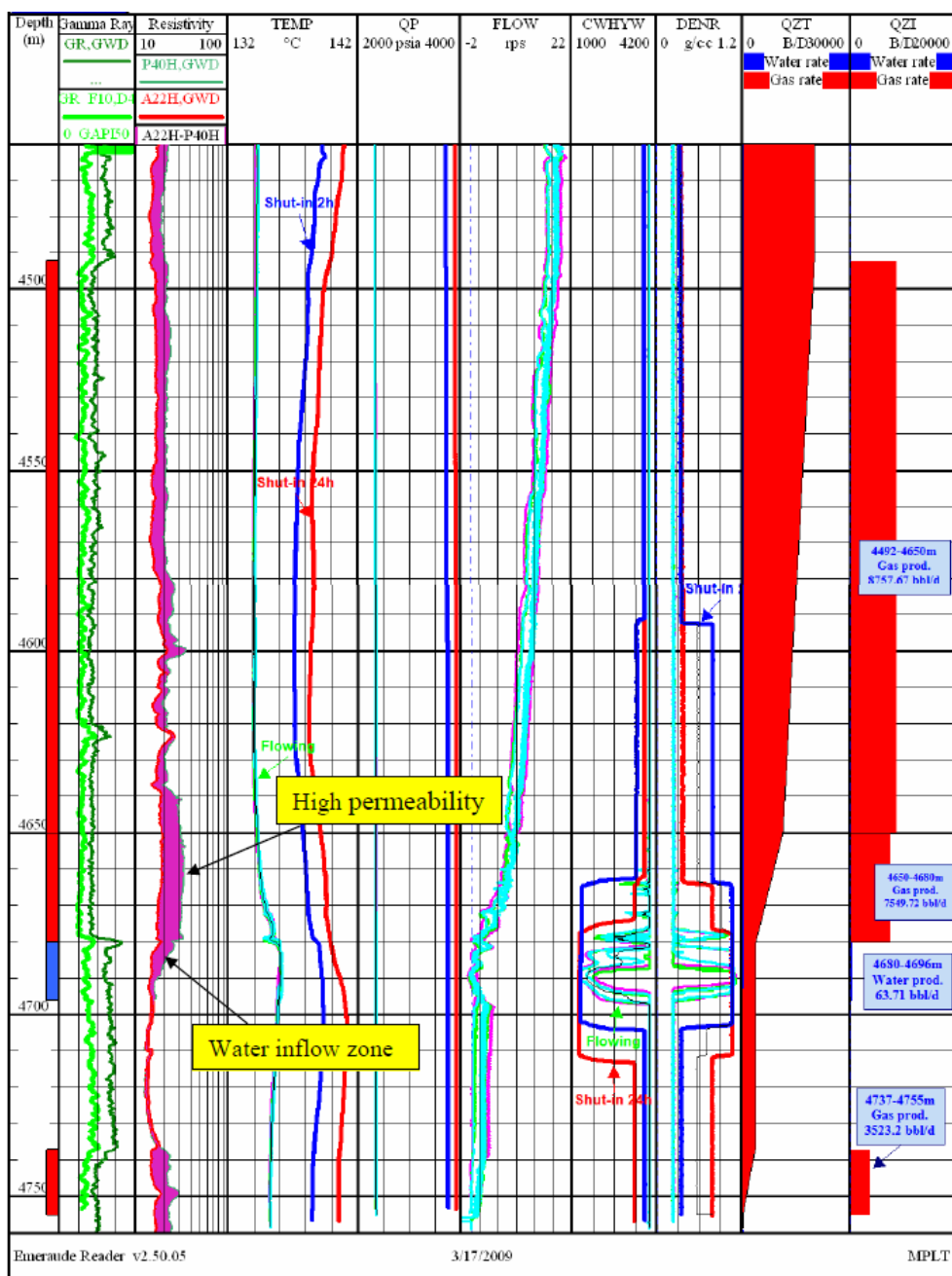


Fig. B.4 PLT results of I-2P in the flowing regime 18 mmscfd.

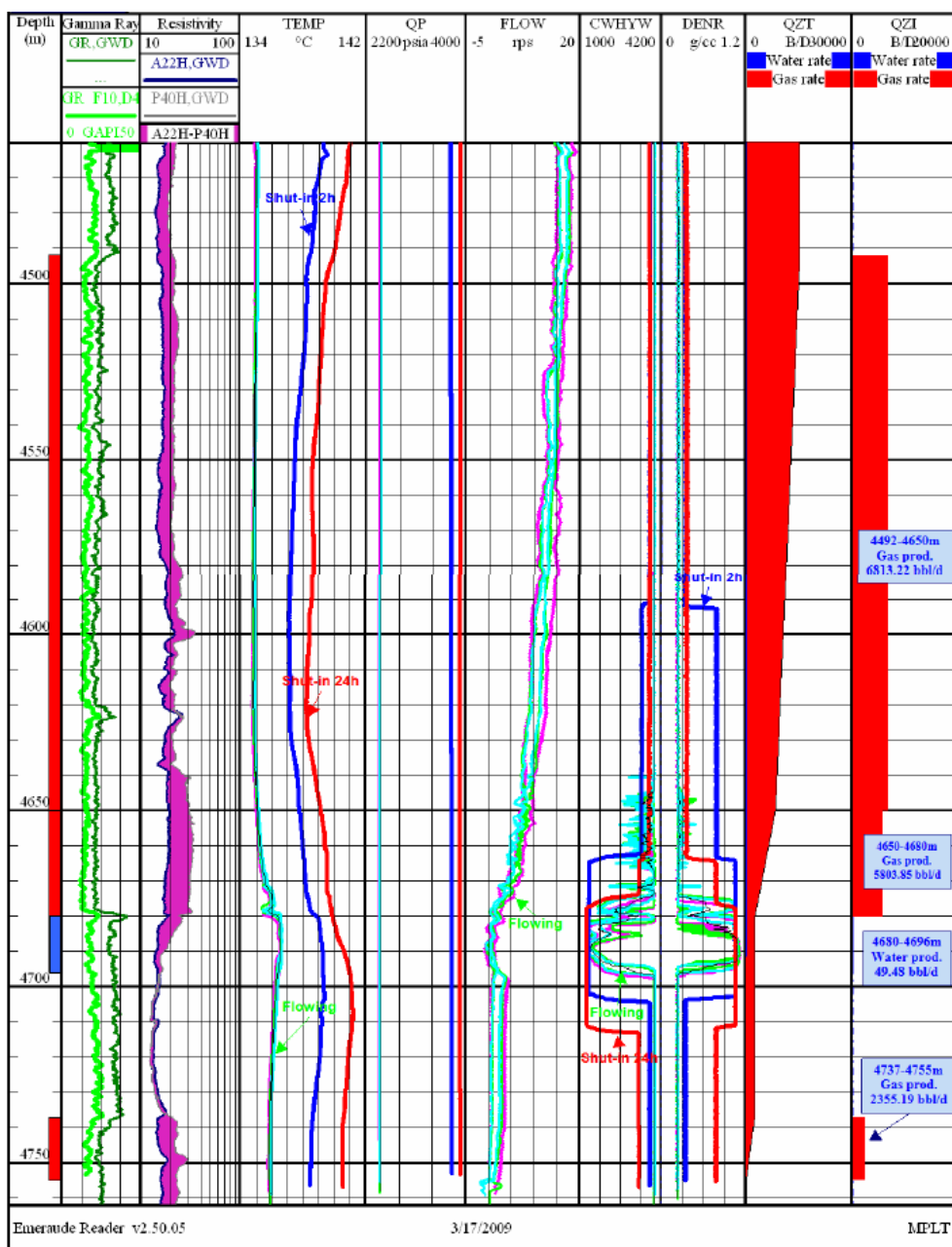


Fig. B.5 PLT results of I-2P in the flowing regime 10 mmcsfd.

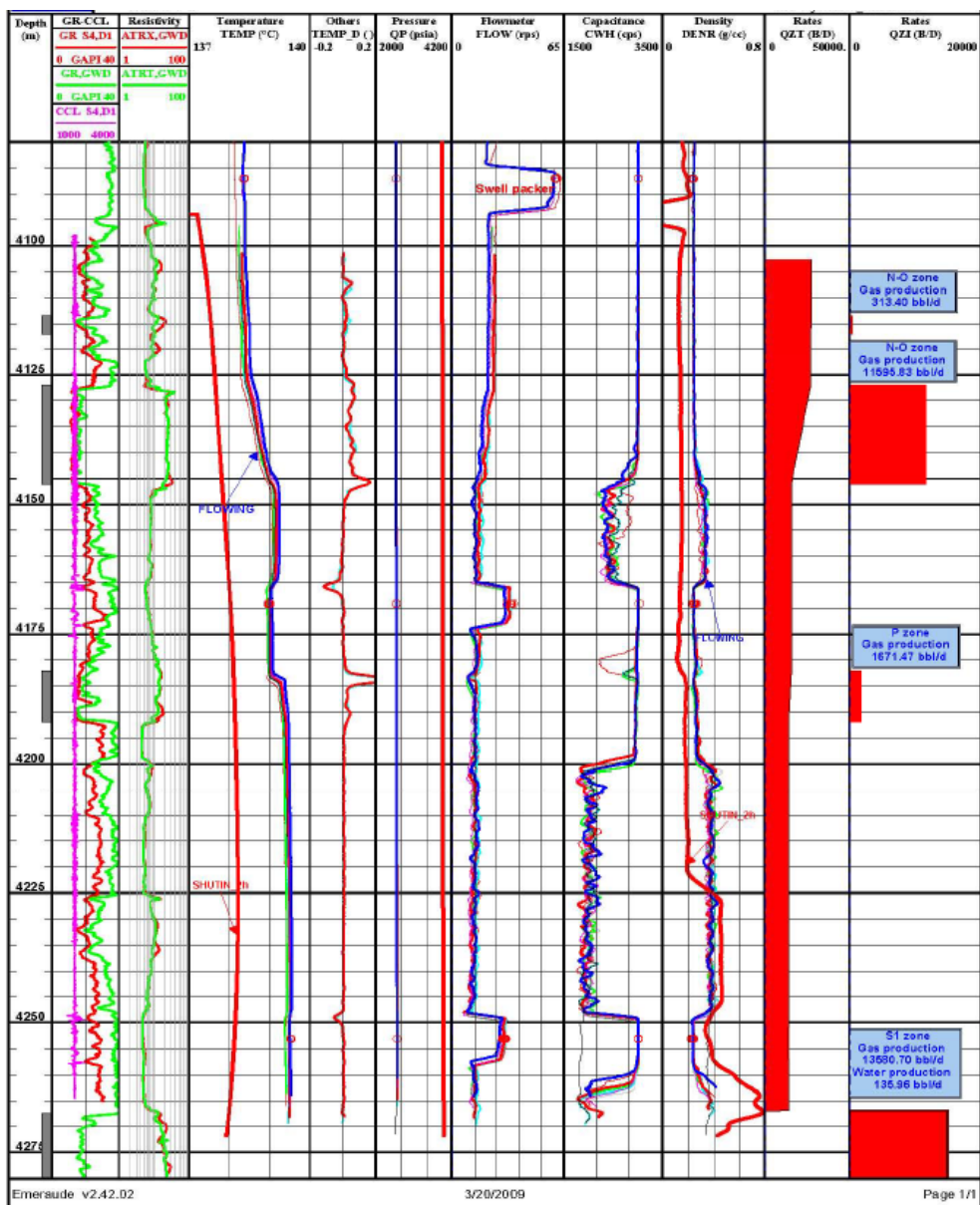


Fig. B.6 PLT results of I-3P in the flowing regime 25 mmscfd.

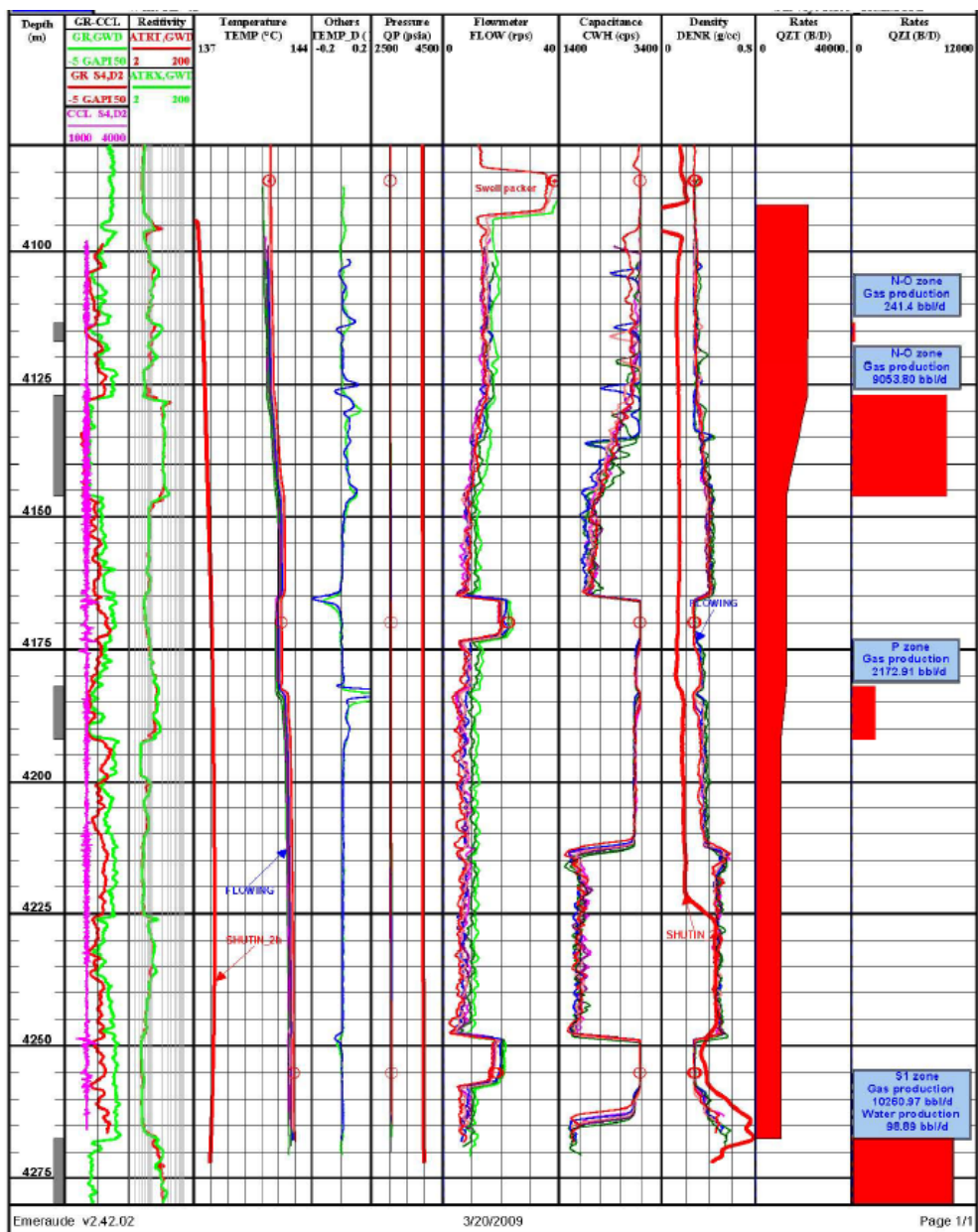


Fig. B.7 PLT results of I-3P in the flowing regime 15 mmscfd.

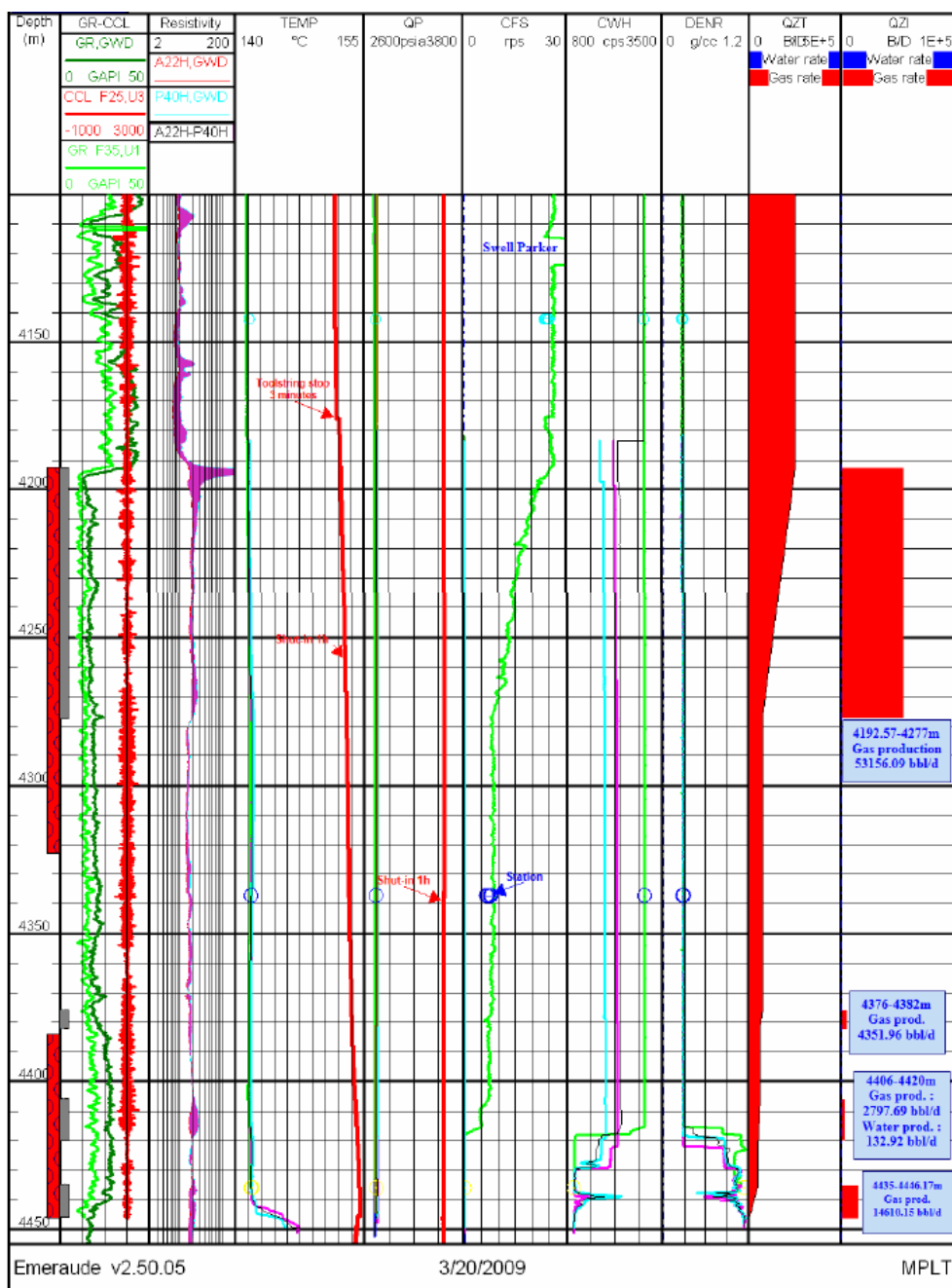


Fig. B.8 PLT results of I-4P in the flowing regime 35 mmscfd.

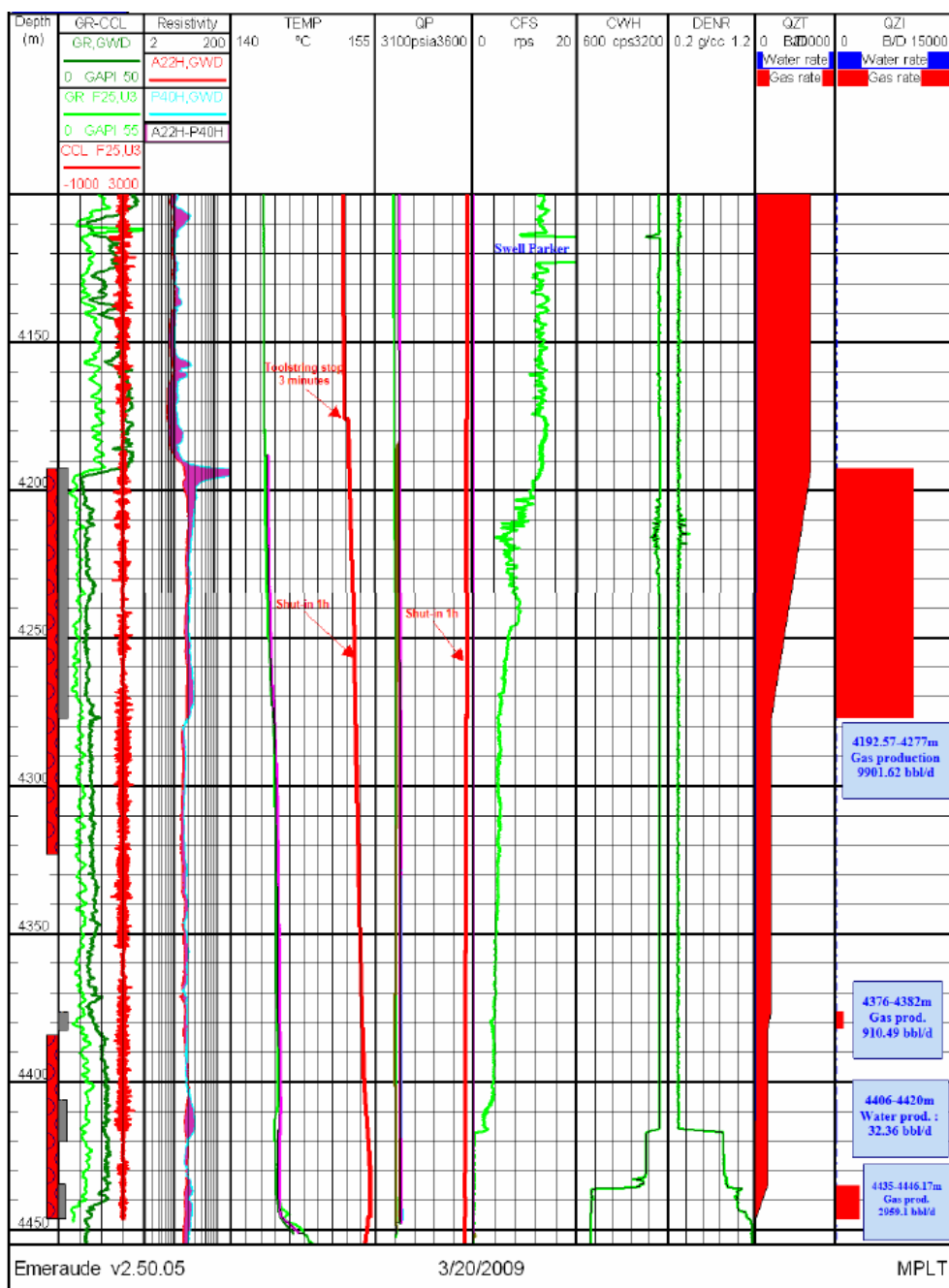


Fig. B.9 PLT results of I-4P in the flowing regime 25 mmcsfd.

Abstract

Development of An Integrated Simulation Model for Gas-Condensate Reservoirs with Static and Dynamic Data

Chang Seok Jeong

Department of Mineral and Petroleum Engineering

The Graduate School

Seoul National University

The study aims to develop a multi purposed simulation model for gas-condensate reservoirs that have been under multi-commingled production by integrating two different data : static data which was acquired during exploration and drilling activities, and dynamic data from production.

In most of cases, direct measurement of production rate from each well cannot be recorded due to the economic considerations. A new method is presented for allocating the rate back to individual well through the analysis of IPR curve and its patterns along the time. Then, the allocated results were assigned to each layer of reservoirs using the data from production logging. The reliability of geological model is accomplished by maintaining GIIP below 10% errors comparing with that by material balance method. The developed geomodel is able to reduce the number of not measured reservoir properties, thereby improving the prediction accuracy of reservoir behavior.

The cross-flow from the multi-commingled reservoirs occurs often due to the difference in reservoir properties, accumulating liquid column in the

bottomhole. Since the accumulating effects could not be described numerically in commercial simulators, they are observed and calculated in quantitatively by OLGA.

The model indicates that the booster compressor to be installed about two years earlier than originally planned, and the production to be started to decline four to five years ahead. This model is also applicable to multi-commingled reservoirs without significant modification, and can be used a reliable tool in making decisions for gas fields under multi-commingled production.

Keywords: simulation model, gas-condensate reservoirs, multi-commingled production, integrating, IPR curve

Student ID: 91411-810